

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2018

 e-distribuzione

Indice

Organi sociali.....	5
Relazione sulla gestione.....	7
L'esercizio 2018 in sintesi	8
Eventi di rilievo del 2018	10
Quadro normativo e tariffario	15
Andamento operativo	24
Investimenti.....	46
Politica ambientale	48
Risorse umane	53
Risultati economico-finanziari.....	64
Prevedibile evoluzione della gestione	76
Altre informazioni	77
Proposte all'Assemblea.....	79
Bilancio d'esercizio.....	80
Conto Economico.....	81
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio.....	82
Stato Patrimoniale.....	83
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	85
Rendiconto finanziario.....	86
Note di commento.....	87
1. Forma e contenuto del Bilancio.....	87
2. Principi contabili e criteri di valutazione	88
3. Principi contabili di recente emanazione.....	113
4. Modifiche nelle politiche contabili e informativa	119
Informazioni sul Conto Economico.....	128
5. Ricavi delle vendite e prestazioni	128
6. Altri ricavi e proventi	136
7. Materie prime e materiali di consumo	139
8. Servizi	140
9. Costo del personale	142
10. Ammortamenti e impairment	143
11. Altri costi operativi	144
12. Costi per lavori interni capitalizzati	145
13. Proventi da partecipazioni	145
14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	146
15. Proventi/(Oneri) finanziari	146
16. Imposte	147
Informazioni sullo Stato Patrimoniale.....	149
17. Immobili, impianti e macchinari	149
18. Leasing operativo.....	153

19.	Attività immateriali	154
20.	Attività per imposte differite - Passività per imposte differite	156
21.	Partecipazioni	157
22.	Derivati	157
23.	Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	158
24.	Altre attività non correnti	159
25.	Rimanenze	160
26.	Crediti commerciali	161
27.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	164
28.	Crediti per imposte sul reddito	165
29.	Altri crediti tributari	165
30.	Crediti finanziari e titoli a breve termine	166
31.	Altre attività finanziarie correnti	167
32.	Altre attività correnti	167
33.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	168
34.	Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	168
35.	Patrimonio netto	169
36.	Finanziamenti	172
37.	TFR e altri benefici relativi al personale	172
38.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	178
39.	Altre passività non correnti	180
40.	Debiti commerciali	180
41.	Passività contrattuali	182
42.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	182
43.	Debiti per imposte sul reddito	183
44.	Altri debiti tributari	184
45.	Altre passività finanziarie correnti	184
46.	Altre passività correnti	185
47.	Strumenti finanziari	187
48.	Risk management	200
49.	Derivati e Hedge Accounting.....	208
50.	Fair value measurement	214
51.	Operazioni con le parti correlate	217
53.	Attività e Passività potenziali.....	223
54.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017.....	227
55.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	228
56.	Compensi alla Società di Revisione.....	228
57.	Attività di direzione e coordinamento	229
Corporate governance		230
Relazioni.....		233
	Relazione della Società di Revisione	234
	Relazione del Collegio Sindacale.....	237

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri	<i>Presidente</i> Cinzia Bonfantoni¹⁾	<i>Consiglieri</i> Enrico Bottone Massimo Bruno Luisa Gennarini Angelo Scipioni
---	--	---

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i> Giuseppe Ascoli	<i>Sindaci effettivi</i> Raffaella Pagani Pierpaolo Singer	<i>Sindaci Supplenti</i> Antonella Bientinesi Francesco Mariani
---	--	---

Società di Revisione

Ernst & Young S.p.A.

¹⁾ L'Assemblea del 21 dicembre 2018 ha preso atto delle dimissioni rassegnate dalla dott.ssa Anna Brogi e nominato la dott.ssa Cinzia Bonfantoni

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2018 in sintesi

Il mercato elettrico nel 2018

L'anno 2018 è stato caratterizzato da una richiesta di energia elettrica in Italia pari a 321,91 TWh, con un incremento dello 0,4% rispetto al 2017 (320,55 TWh dato aggiornato).

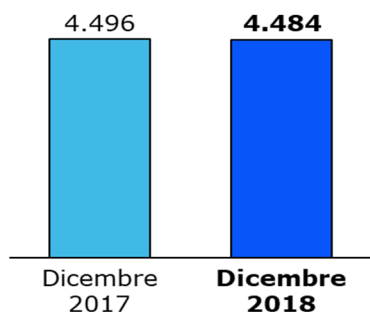
La produzione netta nazionale ha avuto una variazione del -1,8% rispetto all'anno precedente, passando da 285 TWh (dato 2017 aggiornato) a 280 TWh, con un decremento della produzione da fonte termoelettrica (-7,6%), fotovoltaica (-4,7%), eolica (-1,4%) e geotermica (-1,9%). Si registra al contrario un incremento della produzione da fonte idroelettrica (+31,2%). Rispetto all'anno precedente le importazioni di energia elettrica sono aumentate del 10%, mentre si registra una diminuzione delle esportazioni (-36%).

e-distribuzione S.p.A. (di seguito anche e-distribuzione o la Società) ha distribuito ai clienti finali 227,7 TWh (pari a circa l'85% del mercato) a fronte di 228,5 TWh nel 2017 (dato aggiornato).

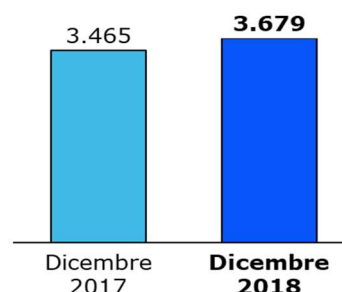
Dati di sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance della società e-distribuzione S.p.A., di cui si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione:

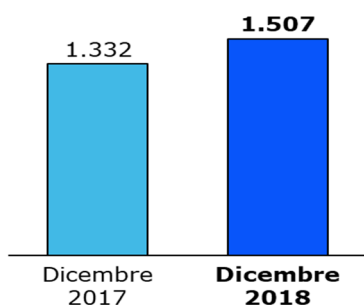
MARGINE ENERGIA (€ M.ni)



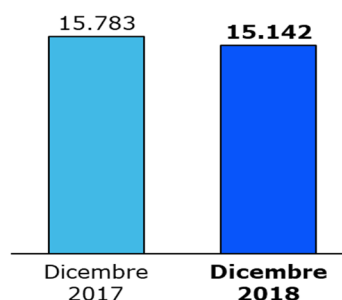
EBITDA (€ M.ni)



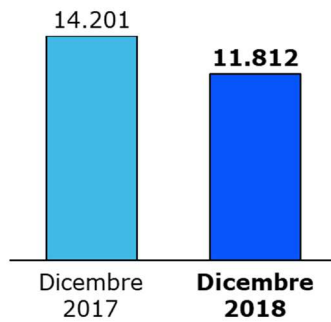
RISULTATO NETTO (€ M.ni)



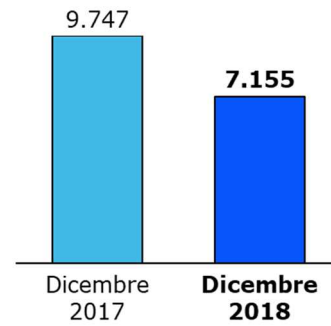
CONSISTENZA DEL PERSONALE (N.)



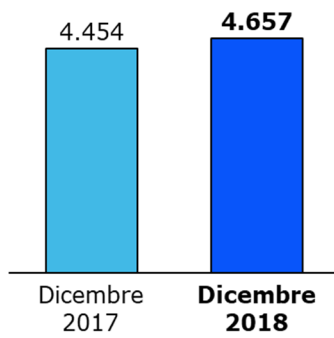
CAPITALE INVESTITO
NETTO (€ M.ni)



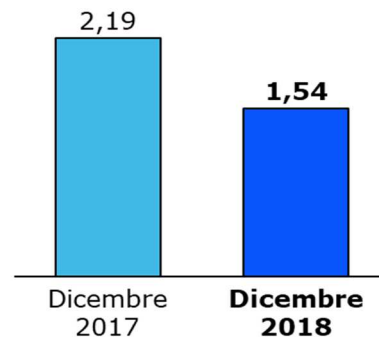
INDEBITAMENTO FINANZIARIO
NETTO (€ M.ni)



PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



INDEBITAMENTO/PATRIMONIO
NETTO (%)



Eventi di rilievo del 2018

Febbraio

Accordo di earn-out con F2i

In data 23 febbraio 2018 è stato siglato tra e-distribuzione S.p.A., F2i SGR S.p.A. e 2i Rete Gas S.p.A. l'“Accordo ricognitivo, anticipata e parziale liquidazione dell'*earn out* ed accollo” (“Accordo”) per la liquidazione anticipata e forfetaria dell'*earn-out* spettante ad e-distribuzione secondo quanto previsto dagli accordi sottoscritti in occasione della cessione, avvenuta in più tranches, del capitale di Enel Rete Gas S.p.A. a favore dei veicoli partecipati da F2i SGR S.p.A (“F2i”) e Finavias/Axa Investment (“Ardian”). I due veicoli societari FRI1 e FRI2, successivamente all'acquisto della seconda tranche, sono stati oggetto di una fusione per incorporazione di FRI2 in FRI1 e poi di una fusione per incorporazione di Enel Rete Gas in FRI1, che contestualmente ha assunto la nuova denominazione di 2iRete Gas (“2iRG”) ed è quindi divenuta controparte di e-distribuzione negli accordi di *earn-out*.

Gli accordi di *earn-out* a favore di e-distribuzione, con scadenza rispettivamente nel 2024 e nel 2028, prevedono il riconoscimento a e-distribuzione di un importo aggiuntivo rispetto al prezzo di compravendita pagato nell'ipotesi in cui, a fronte dell'eventuale dismissione entro una data definita, il tasso di rendimento dell'investimento (IRR) per le società acquirenti risulti superiore al 12%. In particolare, gli accordi stabiliscono che l'ammontare dell'*earn-out* spettante ad e-distribuzione cresca in funzione del rendimento complessivo dell'investimento, tenendo conto di ciascun disinvestimento, anche parziale, da esse realizzato. La quantificazione dell'*earn-out* dovuto e il relativo pagamento possono essere effettuati solo alle date di scadenza contrattuale (i.e. 2024 e 2028) o, se precedenti, alle date in cui si realizza la cessione totale delle quote della società. Gli accordi prevedono altresì che, nel caso in cui entro le date di scadenza contrattuale non si realizzi una dismissione anche parziale, non sarà dovuto alcun *earn-out*.

Nel corso del 2017 F2i ha proposto ad e-distribuzione, per la parte ad essa riferibile pari al 72%, un'anticipata definizione dei due accordi di *earn-out* a fronte del pagamento di un importo forfetario ed anticipato, che, a seguito delle negoziazioni, è stato determinato in 130 milioni di euro (ripartito in quattro quote annuali) e con l'introduzione di una clausola di anti-embarrasement della durata di trenta mesi. La congruità del corrispettivo, che rappresenta a valore attualizzato un incremento di oltre il 20% dei corrispettivi incassati da e-distribuzione per la cessione a F2i del 72% del capitale sociale di 2iRG, è stata confermata anche da UBI Banca, che, in qualità di consulente finanziario di e-distribuzione, ha rilasciato un'apposita fairness opinion.

Non sono in corso analoghe negoziazioni con Ardian, in quanto quest'ultima sta procedendo ad un disinvestimento parziale della propria partecipazione in 2iRG, che potrebbe determinare il riconoscimento di un *earn-out* a favore di e-distribuzione; gli accordi di *earn-out* pertanto rimarranno in essere per la parte riferibile alla partecipazione detenuta dalla medesima Ardian in 2iRG (pari circa al 28% del capitale).

Maggio

Progetto Qualità Fase II

Il progetto Qualità, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 26 febbraio 2016, che prevedeva la realizzazione nel periodo 2016 -2019 di investimenti sulle reti di alta, media e bassa in un'ottica di miglioramento della qualità del servizio elettrico, per un importo pari a 350 milioni di euro, si è concluso nel corso del mese di febbraio 2018, in anticipo rispetto alla previsione iniziale di conclusione al 2019. Tale anticipazione ha consentito il raggiungimento di risultati significativi in termini di durata e numero delle interruzioni, con un miglioramento medio dei due indicatori pari a circa il 10%, a fine progetto, rispetto ai dati iniziali riferiti al 31 dicembre 2015.

Al fine di perseguire il continuo miglioramento del servizio elettrico, la Società, ha ritenuto opportuno dare avvio alla seconda fase del Progetto Qualità (denominata "Qualità Fase II"), che prevede investimenti per un importo complessivo di euro 200 milioni nel periodo 2018-2020, con un focus sulle aree territoriali dove non sono stati ancora raggiunti gli obiettivi stabiliti dall'Autorità di Regolazione Energia Reti Ambiente (ARERA) in termini di durata cumulata e numero delle interruzioni del servizio.

Progetto Digitaly

Il Progetto Digitaly è finalizzato a sviluppare ed introdurre soluzioni innovative digitali con l'obiettivo di semplificare i processi operativi di e-distribuzione e di rendere più efficiente il modello operativo della Società. Sono stati analizzati - in ottica end to end - i principali 27 processi aziendali e sono state individuate oltre 80 iniziative che verranno implementate nell'arco dei prossimi cinque anni, con l'obiettivo di migliorare lo status digitale della Società anche in un'ottica di contenimento dei costi.

Gli investimenti previsti, per il periodo 2018 – 2022, ammontano a 108 milioni di euro.

Regolamento generale sulla protezione dei dati

Il 6 aprile 2016 l'Unione europea ha adottato il Regolamento generale sulla protezione dei dati n. 2016/679 ("General Data Protection Regulation" di seguito anche il "Regolamento") che è divenuto direttamente applicabile in tutti i Paesi europei dal 25 maggio 2018. Tale Regolamento, che sostituisce la Direttiva 95/46/CE ("Direttiva madre sulla protezione dei dati"), chiarisce e modernizza istituti giuridici come il consenso e le informative privacy, semplificandone il contenuto e imponendone la comprensione; elimina gli obblighi di notifica preventiva alle Autorità imponendo l'accountability aziendale; prevede la nomina di un responsabile della protezione dei dati (Data Protection Officer o DPO) - laddove vi siano trattamenti su larga scala - e il "Registro dei trattamenti" dei dati; introduce alcuni diritti ed istituti innovativi, come la valutazione di impatto privacy, la portabilità dei diritti e l'obbligo di cancellare i dati non necessari.

Il Gruppo Enel ha previsto la creazione di un ufficio del DPO nell'ambito della Funzione Legale, articolato sia a livello di Holding che a livello di Country (nel cui ambito sono stati individuati i DPO delle singole società), sono stati previsti inoltre sette gruppi di lavoro per l'individuazione delle misure idonee per contrastare ulteriormente le violazioni dei dati personali, per assicurare la prevenzione cyber ed il monitoraggio del funzionamento degli applicativi, audit e controlli sui cloud provider, sistemi di cifratura e anonimizzazione dei dati.

e-distribuzione S.p.A. ha organizzato la “data governance” affidando compiti specifici di data protection ai referenti (prime linee) e ai sub-referenti (secondo linee), in funzione delle disposizioni organizzative, delle matrici RACI e dei flussi di trattamenti dati.

Giugno

Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture 2018-2020 – Piano Resilienza

Nella seduta del 21 maggio 2018 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture 2018 – 2020 (di seguito anche “Piano di Sviluppo” o “Piano”) che prevede, per la prima volta da quest’anno, un’apposita sezione dedicata al Piano Resilienza per il medesimo periodo.

Il Piano di Sviluppo descrive i principali interventi di sviluppo delle reti e delle altre infrastrutture di e-distribuzione suddivisi in: interventi sulle reti, distinti per livello di tensione (AT, MT e BT); progetti di innovazione tecnologica; progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture (tra i quali i progetti di Information & Communication Technology) e la nuova sezione dedicata al Piano Resilienza 2018-2020.

Tale sezione, redatta in conformità ai criteri stabiliti dalla deliberazione ARERA n.31/2018/R/eel, contiene la descrizione degli interventi previsti, con i relativi costi, tempi di realizzazione e descrizione dei benefici complessivi attesi. e-distribuzione ha elaborato il proprio Piano Resilienza concentrandosi in particolare sugli interventi volti a mitigare gli effetti sulla rete MT di fenomeni atmosferici eccezionali quali ghiaccio/vento e ondate di calore prolungate, sulla base di modelli probabilistici. I criteri e le metodologie utilizzati per la predisposizione del Piano Resilienza sono quelli condivisi con ARERA, al “tavolo Resilienza”, istituito dall’Autorità con tutti gli operatori del sistema elettrico.

Il Piano Resilienza di e-distribuzione prevede un volume di investimenti complessivo pari a 440 milioni di euro per il triennio 2018-2020:

- 190 milioni di euro nel 2018 già previsti nell’ambito del Piano Resilienza 2017-2018, presentato all’ARERA lo scorso 31 marzo 2017, previa deliberazione del Consiglio di Amministrazione in data 30 marzo 2017;
- 130 milioni di euro per il 2019 e 120 milioni per il 2020.

Il Piano è stato predisposto nel rispetto dell’art. 18 del D.Lgs n°28 del 3/3/2011, che prevede il coordinamento con Terna al fine di garantirne la coerenza con i contenuti del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.

Progetto Smart Meters: periodo 2019 – 2022

Il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 26 settembre 2018, ha deliberato l'avvio del piano di committenza per l'appalto dei lavori di installazione dei contatori elettronici di seconda generazione nell'ambito del Progetto Smart Meters per il periodo 2019-2022.

Il Piano di sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione ("CE2G"), approvato in data 21 novembre 2016 prevede un volume di circa 31,7 milioni di contatori da installare nel periodo 2017-2024 per un investimento pari a circa 2,7 miliardi di euro.

Nel corso del 2016 e del 2017 sono state espletate e aggiudicate le procedure per l'assegnazione dei primi lotti di gare aventi ad oggetto l'appalto di lavori per l'installazione dei CE2G per un volume complessivo pari a circa 13,2 milioni di contatori (di cui 2 milioni nel 2016 e 11,2 milioni nel 2017).

La Società, per garantire i volumi di installazione in modalità massiva per il periodo 2018-2020, come previsto dal citato Piano di sostituzione dei contatori elettronici, ha predisposto un nuovo specifico piano di committenza ("Piano") dei contratti di appalto per l'installazione di un volume complessivo pari a circa 13 milioni di contatori di seconda generazione, aggiuntivi rispetto ai suddetti 13,2 milioni già autorizzati e contrattualizzati. Tale Piano, che prevede l'emissione delle richieste di gara nel periodo Ottobre 2018 – Gennaio 2020, si articola in diversi lotti di gare da far partire secondo una tempistica che garantisca il graduale avvio delle attività delle imprese che risulteranno aggiudicatari delle procedure su tutto il territorio nazionale e tiene conto dei tempi necessari per l'espletamento delle gare, per la formalizzazione dei relativi contratti d'appalto e per l'avvio operativo delle imprese, in maniera da assicurare il rispetto degli impegni assunti con il piano inviato all'ARERA.

I contratti che verranno sottoscritti a seguito dell'aggiudicazione delle diverse gare avranno una durata pari a due anni, più un ulteriore anno in caso di scioglimento dell'opzione economica, pari al 35% dell'importo contrattuale.

Il valore base dei contratti ammonta ad un importo previsto pari a circa 179 milioni di euro, cui si aggiunge la suddetta opzione del 35% e quindi circa 63 milioni di euro, nonché la tolleranza per il 25%, pari a circa 60 milioni di euro.

Pertanto, l'importo complessivo previsto dal Piano, comprensivo di opzioni e tolleranza, per l'appalto dei lavori di installazione dei contatori elettronici di seconda generazione per un volume di circa di 13 milioni di contatori ammonta ad euro 302 milioni.

Ottobre

Certificazione ISO 37001

Nel mese di maggio 2018 sono state avviate, da parte della Società, le attività per l'ottenimento della certificazione alla Norma UNI ISO 37001/2016 in materia di "Sistemi di gestione per la prevenzione della corruzione" che si sono concluse in data 12 ottobre 2018 con il rilascio da parte del RINA Services S.p.A. (di seguito anche l'“Ente Certificatore”), della suddetta certificazione (“Certificazione”).

La ISO 37001 definisce i requisiti e le linee guida per l'implementazione, il mantenimento e l'aggiornamento di sistemi di gestione per la prevenzione della corruzione al fine di supportare le Legal Entities a individuare possibili aree a rischio e a rispettare le leggi sulla prevenzione e sulla lotta a tale fenomeno. Al fine del mantenimento della Certificazione, la Società sarà coinvolta in una attività di Riesame annuale che comporterà lo svolgimento di verifiche di audit da parte dell'Ente Certificatore, con il supporto della Unità Qualità di sede centrale.

La Certificazione si affianca alle precedenti certificazioni già ottenute dalla Società quali la ISO 9001 (in materia di sistemi di gestione qualità), ISO 14001 (in materia di sistemi di gestione ambientale), ISO 50001 (Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso) e OHSAS 18001 (in materia di sistemi di gestione della salute e della sicurezza del Lavoro).

Quadro normativo e tariffario

Normativa Nazionale

Con la Legge di Bilancio di previsione 2018 (legge 27 dicembre 2017, n. 205), che ha attribuito all'Autorità compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) è diventata ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Inoltre, la stessa Legge di bilancio di previsione 2018 ha approvato alcune norme in materia di conguagli pluriennali (c.d. "Maxi conguagli") nei settori elettrico, gas e servizio idrico. In particolare, la Legge ha stabilito che, con riferimento alle fatture del settore elettrico con scadenza successiva al 1° marzo 2018, si prescrive entro 2 anni il diritto al corrispettivo. La disposizione si applica sia nei rapporti tra clienti (domestici, microimprese, professionisti) e venditori, sia nei rapporti tra distributori e venditori, sia in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera.

Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Testo Integrato Trasporto (TIT)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) ha definito i criteri per il quinto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica, in vigore dal 1° gennaio 2016 per una durata complessiva di otto anni (2016-2023).

Il nuovo periodo tariffario è stato inoltre suddiviso in due "sottoperiodi" della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023) con una revisione intermedia prevista nel 2020.

Con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1 – 2016-2019), l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa e alla vita utile regolatoria dei cespiti. In particolare, l'Autorità ha ridotto ad un anno, rispetto ai due previsti nel precedente periodo, il cosiddetto "lag regolatorio" (ovvero il ritardo del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti), prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC. Quest'ultima misura era stata introdotta nel 2012 dall'Autorità proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Sulla base di questa modifica, gli operatori sono pertanto tenuti a notificare all'Autorità entro la fine dell'esercizio stesso il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così all'Autorità di inserirli nel calcolo della RAB già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo.

Conseguentemente, diviene possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi. Sempre con riferimento alla remunerazione degli investimenti, il TIT 2016-2019 prevede che sia fatta salva la maggiore remunerazione del capitale investito prevista dal TIT 2012-2015 per alcune tipologie di investimento (ad es. trasformatori a basse perdite MT e BT, investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici) entrati in servizio tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2015; tale maggiore remunerazione non è però prevista per gli investimenti effettuati a partire dal 1° gennaio 2016.

Inoltre, l'Autorità ha allungato a 35 anni (rispetto ai 30 anni dei precedenti periodi) la vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento del livello dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze e la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio e ha fissato

all'1,9% l'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

Il TIT del periodo 2016-2019 prevede inoltre i seguenti meccanismi di perequazione dei ricavi tariffari da applicare alla fine di ciascun anno:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela, a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'Autorità (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa TD per i clienti domestici);
- un meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione, volto a compensare gli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Con riferimento al secondo sottoperiodo (NPR2), l'Autorità ha annunciato il passaggio a un nuovo approccio di regolazione tariffaria basata sui costi totali (c.d. metodologia Totex). Tuttavia, preso atto delle tempistiche necessarie all'implementazione del nuovo metodo, è immaginabile che tale passaggio possa essere posticipato almeno al 2022.

In linea con i criteri della Delibera n.654/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato con Delibera 150/2018/R/eel le tariffe di riferimento definitive per l'attività di distribuzione dell'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016.

Con la delibera n.175/2018/R/eel, l'Autorità ha pubblicato poi le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2018, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2017. Secondo le previsioni del TIT 2016-2019, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2018, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2019.

Testo integrato WACC (TIWACC) - Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

Con la delibera n.583/2015/R/com l'Autorità ha stabilito, per un periodo di validità di sei anni (2016-2021), la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), prevedendo un meccanismo di aggiornamento a metà periodo in funzione dell'andamento congiunturale macroeconomico. Con Delibera 639/2018/R/com l'Autorità ha fissato il valore del WACC per le attività di distribuzione e misura elettrica, valido per il triennio 2019-2021, pari al 5,9%, in rialzo dello 0,3% rispetto al 5,6% valido per il triennio 2016-2018.

Testo Integrato sulla Misura (TIME)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 (TIME)".

Con la delibera n.458/2016/R/eel l'Autorità ha completato e razionalizzato la regolazione del servizio di misura, aggiornando il TIME già emanato con la delibera n. 654/2015/R/eel.

Con la nuova versione del TIME con efficacia dall'1 gennaio 2017, sono state integrate in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura, nonché specificando le responsabilità del servizio di misura.

Con Delibera n.174/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per l'attività di misura dell'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016. Con la delibera n.176/2018/R/eel,

l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2018, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2017. Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2018, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

Con la delibera n.222/2017/R/eel l'Autorità, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (fast track), ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione di messa in servizio dello *smart metering* di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1° gennaio 2017. Con la stessa delibera, l'Autorità ha definito anche il costo standard rispetto al quale calcolare gli incentivi all'efficienza.

Tra le condizioni da rispettare per l'approvazione del piano, l'ARERA aveva richiesto un monitoraggio in campo delle performance di comunicazione tra i contatori 2G e i dispositivi utente, lungo la cosiddetta *chain 2*, per un periodo di almeno 4 mesi, esteso successivamente al 30 aprile 2018.

Visti i primi risultati positivi del succitato monitoraggio, pubblicati nel documento di consultazione n. 245/2018/R/eel, con la delibera n. 307/2018/R/eel, l'ARERA ha prorogato la durata dello stesso al 31 dicembre 2018, estendendo la partecipazione anche a ulteriori soggetti interessati, e ha altresì prorogato al 31 marzo 2019 il termine per il completamento delle valutazioni delle eventuali soluzioni tecnologiche per le funzionalità incrementali della versione 2.1 del contatore.

Sempre in tema di contatori 2G, al fine di accompagnare il Piano di Sostituzione Massiva, l'Autorità ha disciplinato anche i seguenti aspetti:

- con la delibera n.229/2017/R/eel, la configurazione che i contatori 2G devono avere al momento dell'installazione e i relativi obblighi informativi a vantaggio dei clienti finali;
- con la delibera n.248/2017/R/eel, le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato (SII) e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G;
- con la delibera n.700/2017/R/eel, le modalità per il passaggio a trattamento orario ai fini del settlement dei punti dotati di contatore 2G, a partire dal mese di agosto 2018;
- con la delibera 88/2018/R/eel le informazioni configurabili da parte del venditore, centralizzando nel SII il relativo processo di richiesta della configurazione.

Procedura di risoluzione delle controversie tra operatori economici

Con la delibera n.338/2017/E/com, l'Autorità amplia le possibilità di tutela dei *prosumer* permettendo loro, indipendentemente dal fatto che la potenza dei propri impianti sia superiore o inferiore a 0,5 MW, la duplice opzione di presentare un reclamo direttamente all'Autorità (ai sensi della delibera n.188/2012/E/com) oppure di rivolgersi, in prima battuta, al Servizio Conciliazione e, ove la controversia non venga in questa sede in tutto o in parte risolta, presentare poi reclamo all'Autorità. Nella pratica, con la delibera sopracitata per i *prosumer* dotati di impianti con potenza sino a 0,5 MW, lo strumento della conciliazione da obbligatorio diventa facoltativo.

Testo Integrato delle Connessioni (TIC)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas delle condizioni del servizio di connessione, per il periodo 2016-2019 (TIC)".

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la delibera n. 564/2018/R/eel, ARERA ha aggiornato il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), al fine di integrarne le previsioni per le modalità di determinazione dei corrispettivi a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione alle reti di distribuzione di media e alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento.

Inoltre, con la successiva delibera n. 592/2018/R/eel, il TICA viene ulteriormente aggiornato al fine di recepire le previsioni contenute nel Regolamento UE 2016/631 della Commissione europea, del 14 aprile 2016, RfG (*Requirements for Generators*), con particolare riferimento alle condizioni tecniche per l'attivazione della connessione degli impianti di produzione in alta tensione.

Testo Integrato Vendita (TIV)

Il Testo Integrato della Vendita, stabilisce, tra l'altro, le modalità attraverso cui le imprese distributrici devono regolare:

- le partite economiche relative all'approvvigionamento dell'energia elettrica utilizzata per gli usi propri di distribuzione e di trasmissione;
- la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard riconosciute sulla rete di distribuzione (c.d. delta perdite).

In merito al secondo punto, il TIV prevede uno specifico meccanismo di perequazione a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, definite queste ultime mediante l'applicazione all'energia elettrica immessa e prelevata di fattori di perdita standard. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite. Attraverso questo meccanismo di perequazione, la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive e le perdite standard, valutata al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela, è posta in capo alle imprese distributrici.

Con riferimento alla definizione e al contenimento delle perdite di rete, con la delibera n. 377/2015/R/eel, l'ARERA ha completato la disciplina di riferimento, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 ed il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Nella delibera 677/2018/R/eel, l'Autorità ha confermato per l'anno 2019 i valori dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti e ha avviato un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite, con particolare riferimento al meccanismo di perequazione delle medesime applicato alle imprese di distribuzione.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la delibera n.296/2015/R/com l'Autorità ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. La delibera n. 296/15 ha confermato le regole di separazione funzionale già definite con la delibera n.11/07 (Testo Integrato Unbundling - TIU), a seguito della quale e-distribuzione S.p.A. aveva già adeguato a tali regole la governance e i processi interni, introducendo alcune novità. In particolare, il TIUF nel Titolo V articolo 17 ha previsto l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione.

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La delibera n. 231/14/R/com dell'Autorità ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC).

Con la delibera n.137/2016/R/com l'Autorità ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la delibera n. 137/2016/R/com ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera n. 231/14/R/com.

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC)

La delibera n.276/2017/R/eel ha aggiornato il Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC), il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e gli altri provvedimenti dell'Autorità correlati, a seguito delle disposizioni previste dall'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16 cd. "Milleproroghe".

Con la delibera n.582/2017/R/eel l'Autorità ha posticipato la data di applicazione del TISDC, in relazione alle RIU (Reti interne di utenza), dall'1 ottobre 2017 all'1 gennaio 2018.

La successiva delibera n.894/2017/R/eel ha aggiornato la definizione di unità di consumo di cui al TISSPC e TISDC e ha posticipato al 30 giugno 2018 la data entro cui:

- i cosiddetti clienti finali "nascosti" siano tenuti ad auto-dichiararsi;
- i gestori degli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi) debbano inviare le informazioni per permettere all'Autorità la predisposizione del Registro degli ASDC.

Con la delibera n.426/2018/R/eel l'Autorità ha aggiornato e pubblicato il nuovo Registro delle RIU (Reti interne di utenza), approvato con la precedente delibera n.788/2016/R/eel, introducendo ulteriori semplificazioni in materia di Reti Interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

Con riferimento agli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi), con la delibera n.427/2018/R/eel viene differito ulteriormente, al 30 settembre 2018, il termine entro il quale i gestori di potenziali Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) possono presentare la dichiarazione per il riconoscimento ad ARERA. Inoltre, con il medesimo provvedimento, l'Autorità prevede che la mancata presentazione della dichiarazione di ASDC entro il 30 settembre 2018 faccia decadere il diritto al riconoscimento.

Con la delibera n. 530/2018/R/eel, ARERA ha istituito il primo Registro degli ASDC, aggiornato con le successive delibere n. 613/2018/R/eel e n. 680/2018/R/eel; in particolare con tale ultimo provvedimento viene prorogata l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento previste dal TISDC, dall'1 gennaio 2019 all'1 luglio 2019.

Infine, con la delibera n.921/2017/R/eel l'Autorità ha definito le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, in coerenza con la struttura tariffaria dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera n.481/2017/R/eel e con prima attuazione che decorre dal 1° gennaio 2018 per le RIU. Tale deliberazione ha aggiornato il TISSPC e il TISDC per tenere conto della nuova disciplina delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Testo Integrato Fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF)

Con delibera n. 463/2016/R/com l'Autorità ha emanato il nuovo Testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), in vigore dal 1° Gennaio 2017, introducendo indennizzi a carico dei distributori in caso di mancata lettura dello stesso punto reiterata per più di due volte consecutive nonché ulteriori obblighi in tema di misura. La successiva delibera n. 738/2016/R/com che modifica il TIF ha escluso però dai casi di applicazione degli indennizzi quelli in cui si riscontra l'inaccessibilità del contatore per cause imputabili al cliente finale.

Testo Integrato Morosità Elettrica (TIMOE)

Con delibera n.258/2015/R/com e s.m.i. è stato emanato il Testo Integrato per la Morosità Elettrica (TIMOE), in vigore dal 1° Luglio 2016, che ha introdotto nuove misure indennitarie a carico dei Distributori in caso di mancato rispetto delle tempistiche previste per gli interventi di sospensione e interruzione dei punti di fornitura. In particolare, la delibera ha previsto specifici indennizzi in caso di esecuzione e comunicazione tardiva degli esiti dell'intervento di distacco, l'obbligo di fatturazione del servizio al 50% nel periodo di ritardo dell'esecuzione degli interventi e l'obbligo di comunicazione della fattibilità tecnica e stima di massima del costo dell'interruzione in caso di esito negativo della sospensione.

Riforma delle strutture tariffarie

Con la delibera n. 782/2016/R/eel, l'Autorità ha previsto, a partire dal 1° gennaio 2017, il completo superamento della progressività tariffaria per quanto riguarda la tariffa di distribuzione relativa ai clienti domestici.

Per gli oneri generali di sistema è stato, invece, previsto per il 2017 un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività. La riforma sugli oneri di sistema, che sarebbe dovuta entrare a regime dal 1° gennaio 2018 con il completo abbandono della struttura progressiva, è stata prorogata dall'Autorità con le delibere n. 867/2017/R/eel e n. 626/2018/R/eel al 31 dicembre 2019.

Con la delibera n.922/2017/R/eel l'Autorità ha implementato a partire dal 1° gennaio 2018 la riforma della struttura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici in attuazione della legge n.21 del 25 febbraio 2016.

Nell'ambito della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, con la delibera n. 921/2017/R/EEL l'Autorità ha definito, con decorrenza 1° gennaio 2018, le disposizioni attuative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, come disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017.

Maxi Conguagli

In conseguenza della Legge di bilancio di previsione 2018 (legge 27 dicembre 2017, n. 205), che in relazione ai c.d. "Maxi conguagli" ha introdotto nei settori elettrico, gas e servizio idrico il diritto alla prescrizione del corrispettivo in due anni, l'Autorità con la delibera 97/2018/R/com ha fornito le indicazioni necessarie a garantire la prima applicazione della norma, individuando ambito e modalità di applicazione dei soli obblighi informativi, da parte del venditore verso il cliente, circa il diritto di avvalersi della prescrizione nei casi di fatture di conguaglio superiori a due anni, fermo restando l'ambito di applicazione della norma. Con il suddetto provvedimento, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento finalizzato ad approfondire gli aspetti operativi funzionali alla corretta applicazione della Legge.

Inoltre, ad aprile 2018 ARERA ha stabilito, con la delibera n.264/2018/R/com, la possibilità per il venditore, nei casi di conguagli pluriennali la cui responsabilità sia attribuita al distributore e per i quali il cliente finale abbia presentato l'eccezione, di chiedere al distributore la rideterminazione degli importi relativi al servizio di

trasporto e la conseguente restituzione delle somme precedentemente versate in eccesso attraverso la compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti.

Codice di Rete

In seguito alla conclusione del processo di consultazione avviato con Documento di consultazione n. 612/2013, l'Autorità ha emanato con la delibera n. 268/2015/R/eel il c.d. Codice di Rete (CADE) volto a disciplinare il servizio di trasporto dell'energia elettrica, con particolare riferimento a disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie.

Con la delibera n. 447/2015/R/eel, l'Autorità ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la delibera n. 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fidejussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

Con riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 Maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.

Le sentenze dei giudici amministrativi successivamente intervenute fra gennaio e novembre 2017 (TAR Lombardia 31 Gennaio 2017 n.237, 238, 243 e 244, confermate dalla sentenza del Consiglio di Stato del 30 Novembre 2017 n. 5620) hanno annullato le disposizioni del CADE relative all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema per la quota parte non pagata dai clienti finali. E-distribuzione ha deciso di impugnare l'ultima sentenza del Consiglio di Stato dinanzi alla Corte di Cassazione, ove al momento il giudizio è pendente.

In ottemperanza alle suddette sentenze, l'Autorità con delibera 109/2017/R/eel ha stabilito una disciplina transitoria che ha previsto una riduzione del 4,9% sull'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema per tenere conto *ex ante* della morosità media dei clienti finali (cautelativamente fissata pari all'*unpaid ratio* riconosciuto nelle regioni del Centro Sud, dove il fenomeno della morosità si attesta su livelli mediamente superiori). Tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e il relativo giudizio è al momento pendente dinanzi al Tar Milano

L'Autorità ha inoltre emanato la delibera n.50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e GSE, ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori. Il Tar Milano al momento si è espresso solo sul ricorso di quest'ultima, che è stato rigettato.

Con delibera 655/2018/R/eel ARERA è intervenuta integrando il CADE al fine di prevedere la risoluzione del contratto di trasporto anche in caso di mancato adeguamento delle garanzie rispetto al livello di fatturato/numero di clienti.

Inoltre, la Determinazione DMEG/PFI/13/2016 ha definito le tipologie standard di fattura e le relative modalità di emissione. L'entrata in esercizio degli standard è stata dapprima fissata a partire dall' 1 aprile 2017 ed in seguito posticipata al 1 maggio 2017.

La Legge di bilancio di previsione 2018, già precedentemente richiamata, ha altresì esteso l'obbligo di Fatturazione Elettronica anche ai rapporti tra imprese (Business to business - B2B), con decorrenza 01/01/2019. Di conseguenza, l'Autorità con la delibera 712/2018/R/com è intervenuta sul codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica al fine di adeguare le disposizioni regolatorie con la nuova disciplina primaria.

Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQE)

Con riferimento alle tematiche relative all'incremento della Resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, la delibera n. 127/2017/R/eel ha introdotto l'estensione degli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate (o di lunga durata), a carico degli operatori di rete, e le modalità di compartecipazione fra gli stessi operatori al raggiungimento del limite delle 72 ore.

Con la delibera n. 31/2018/R/eel, ARERA ha introdotto l'obbligo di predisposizione dei piani resilienza per tutte le imprese distributrici e di integrazione dei piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Inoltre, con la delibera 668/2018/R/eel, ARERA ha introdotto un meccanismo incentivante, di tipo premi/penali, degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi.

Scambio dati DSO - TSO

Con la delibera 628/2018/R/eel ARERA ha avviato un percorso di consultazione al fine di regolare lo scambio dati tra Terna, i distributori e i "significant grid user - SGU" (Produttori, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Clienti in AT o SDC e Clienti connessi alle reti di distribuzione che forniscono servizi di flessibilità) per completare il recepimento del Regolamento Europeo 2017/1485 "System Operation Guidelines". Tale consultazione sarà svolta in parte da ARERA stessa, in parte da Terna, che ha l'obbligo di coinvolgere attivamente i distributori, per definire scopo, modalità e tempistiche dello scambio dati. Il percorso dovrà concludersi entro il 14 marzo 2019, tenuto conto delle valutazioni di Terna e dell'individuazione da parte di ARERA dei meccanismi di copertura dei costi.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, di seguito anche TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (o MISE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Con il decreto interministeriale dell'11 gennaio 2017 sono stati definiti i nuovi obiettivi di efficienza energetica per gli anni 2017-2020 nonché le nuove Linee guida per il funzionamento del meccanismo dei TEE. Il decreto interministeriale del 10 maggio 2018 ha modificato e aggiornato il decreto del 2017 sopracitato, introducendo, fra le altre misure, un tetto al contributo tariffario destinato ai soggetti obbligati a copertura dei costi sostenuti in esecuzione agli obblighi di efficienza.

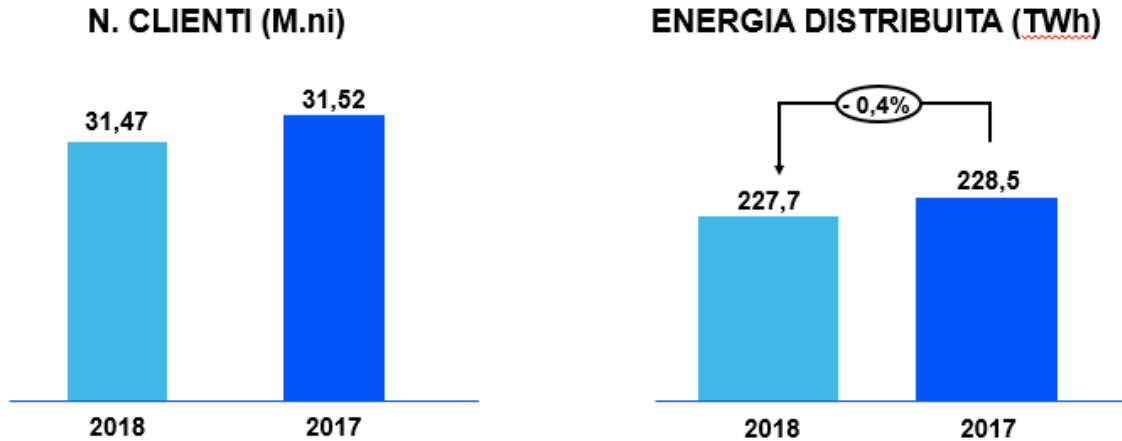
ARERA ha fissato il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017, con la determina n. 4 del 22 giugno 2018, e ha aggiornato le regole di definizione del contributo tariffario ai sensi del citato decreto del 10 maggio 2018, con delibera 487/2018/R/efr.

Contro i suddetti provvedimenti dell'Autorità e contro il decreto correttivo del 10 maggio 2018, e-distribuzione ha proposto ricorso dinanzi al Tar contestando alcune disposizioni, in essi contenute, in grado di pregiudicare il recupero dei costi sostenuti in esecuzione agli obblighi di efficienza.

Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo "Politica ambientale – Risparmio energetico negli usi finali".

Andamento operativo

Premessa



e-distribuzione S.p.A. si rivolge a circa 31,47 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2018 complessivamente 227,7 TWh (228,5 TWh dato aggiornato 2017). Si registra un decremento dell'energia distribuita dello 0,4% rispetto all'anno precedente mentre a livello nazionale la domanda di energia elettrica è pari a 321,9 TWh con un aumento dello 0,4% rispetto ai 320,5 TWh dell'anno precedente. Il disallineamento rispetto all'andamento della domanda nazionale è dovuta all'entrata in vigore delle disposizioni della Deliberazione ARERA n. 539/2015 e s.m.i sulla regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. Per effetto di tali disposizioni, a partire dal 2018, alcuni punti di prelievo sono stati configurati come Sistemi di distribuzione Chiusi (SDC) direttamente connessi alla rete di Terna e pertanto i loro consumi non sono più fatturati e rilevati nei sistemi di e-distribuzione S.p.A.

Al netto di tale fenomeno l'andamento dei consumi risulta allineato con l'andamento della domanda a livello nazionale.

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 4,5 M.ni di Switching di cui:

- Il 34% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- Il 3% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- Il 63% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 1,5 M.ni di ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

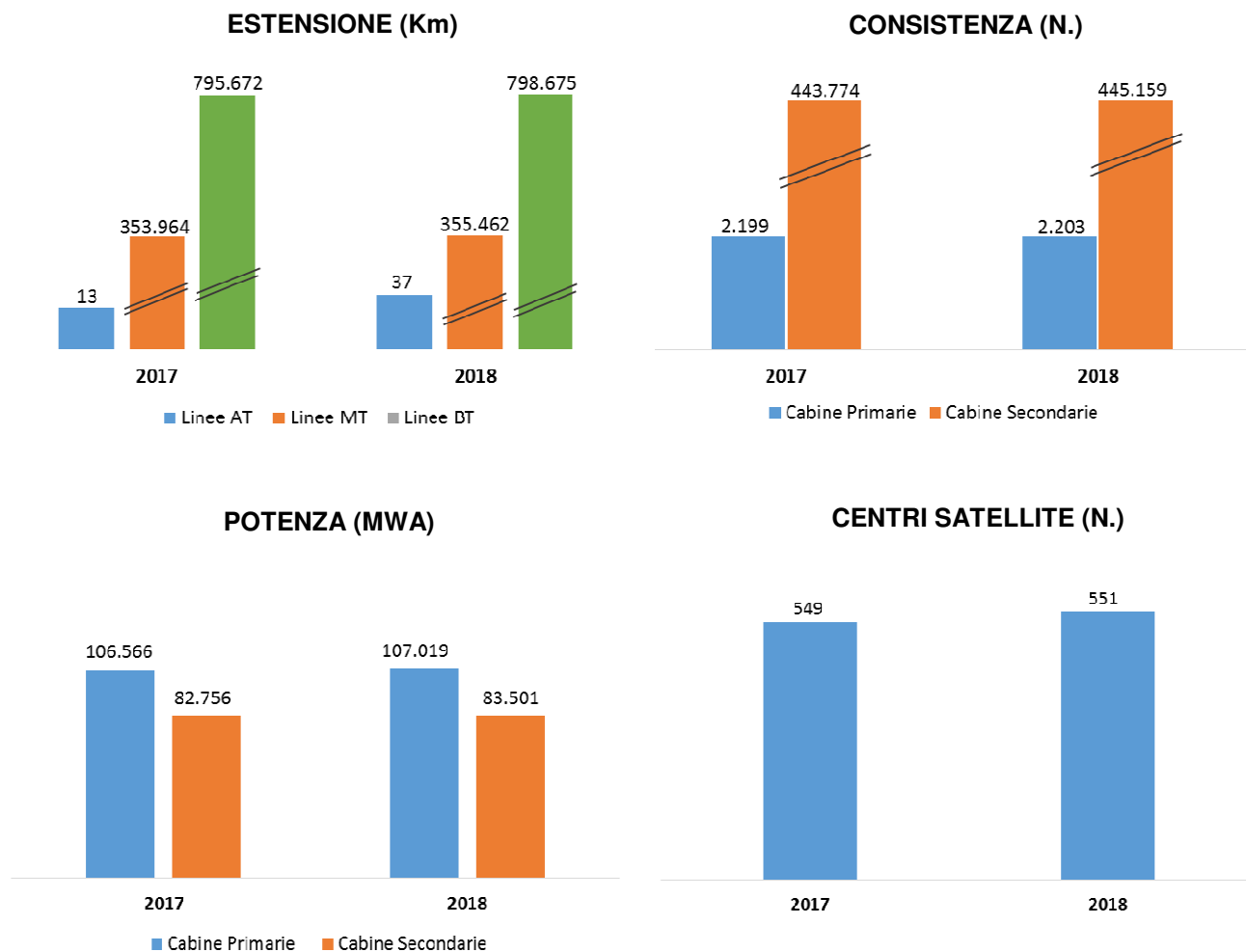
Nel corso del 2018 si è registrata vendita di potenza pari a circa 4,26 GW di cui:

- 2,7 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,51 GW per contributi a forfait e 0,15, GW per contributi a preventivo);
- 1,56 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,33 GW per contributi a forfait e 0,23 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2018 è la seguente:



La strategia di intervento sulla rete di e-distribuzione S.p.A. è focalizzata su tre direttrici principali:

- lo sviluppo tecnologico dei nuovi componenti, volto a limitare l'insorgere di condizioni di guasto ed aumentarne l'affidabilità;
- l'innovazione di sistema, indirizzata a contenere gli effetti degli eventi di rete sulla clientela connessa;
- la manutenzione mirata, per prevenire il verificarsi di guasti, indirizzata dall'analisi delle condizioni di esercizio della rete.

Rientrano nello sviluppo tecnologico dei componenti l'utilizzo del cavo aereo sulle linee MT, la standardizzazione di quadri MT compatti isolati in gas e, più in generale, tutti i piani e gli interventi volti al superamento dell'isolamento in aria.

Rientrano nell'innovazione di sistema i grandi programmi di telecontrollo ed automazione della rete, quali, ad esempio, la messa a terra del neutro mediante impedenza con installazione delle "Bobine di Petersen", che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti, e l'automazione delle cabine MT/BT, che permette l'individuazione e la selezione mediante algoritmi automatici

dei tronchi delle sole porzioni di rete affette da guasto, allo scopo di limitare i disservizi in termini di tempo ed area interessata. A fine 2018 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e ben oltre il 70% la percentuale di linee MT automatizzate.

Rientrano nella manutenzione mirata l'analisi evoluta degli eventi di esercizio, gli applicativi informatici di monitoraggio ed i sistemi di gestione e che, insieme, permettono di ridurre la manutenzione su guasto e di indirizzare gli interventi sulle attività di manutenzione preventiva, focalizzata sulla qualità del servizio.

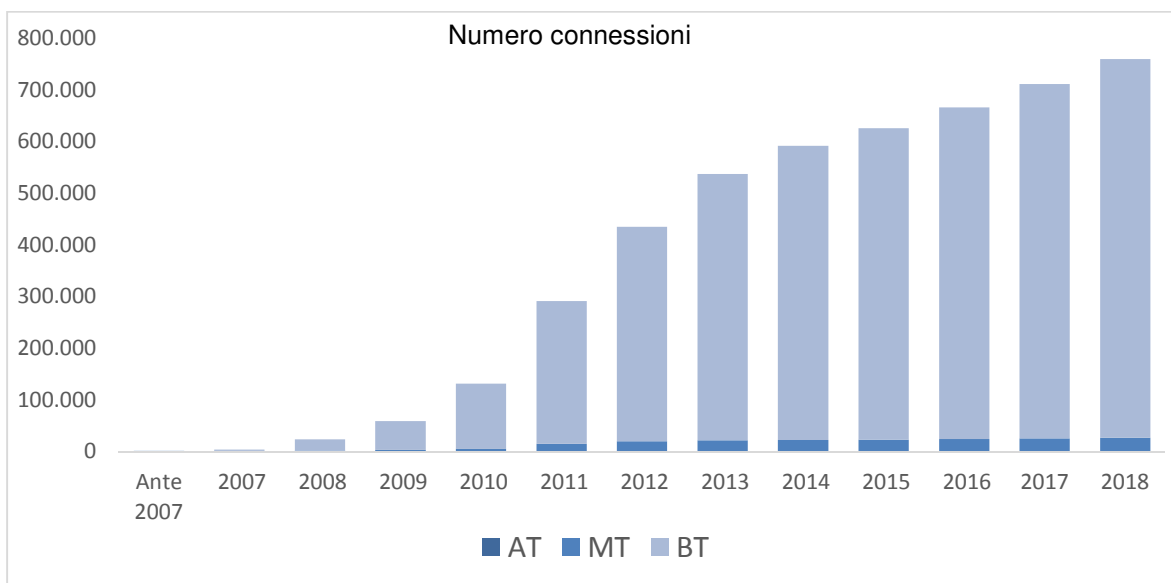
L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", i presupposti per la realizzazione dei sistemi di distribuzione del futuro (es.: selettività logica dei guasti con tempi di intervento entro il secondo).

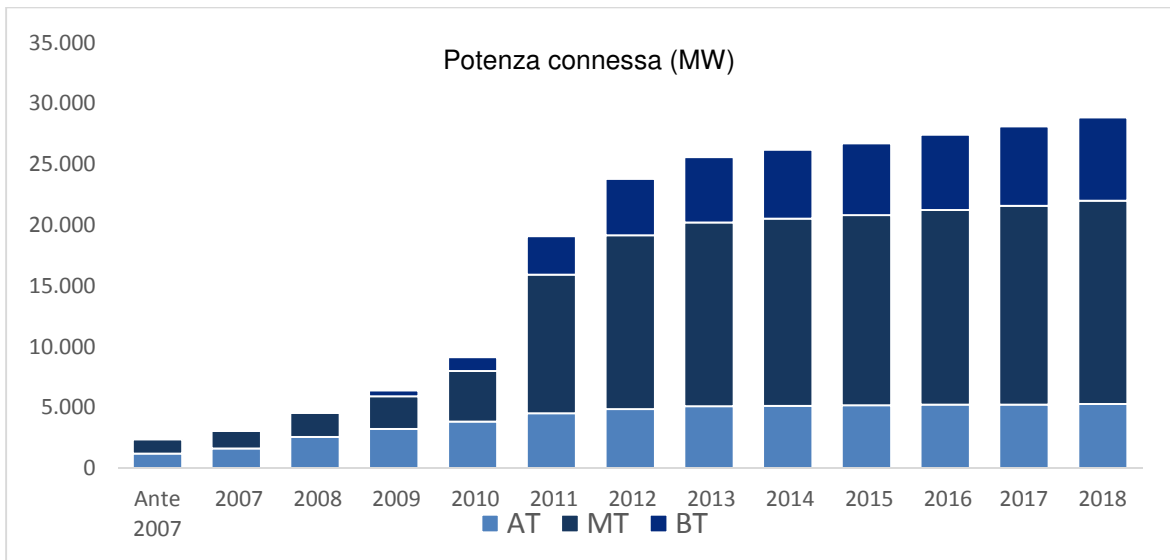
Nel corso del 2018 sono andati avanti i progetti sperimentali finalizzati alla misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

Generazione Distribuita

Nel corso del 2018 si è registrato un leggero incremento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. Sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 48,5 mila impianti (45,6 mila nel 2017), per una potenza di circa 0,72 GW (in linea con il 2017) di cui oltre il 99% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 444 MW circa
- eolico: 84 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 5 MW circa
- biogas: 14 MW circa
- idraulica: 31 MW
- altre fonti 144 MW





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. 760.291 produttori (di cui 432.428 in Macro Area Nord, 193.819 in Macro Area Centro e 134.044 in Macro Area Sud), per una potenza di connessione complessiva pari a 28,9 GW (di cui 13.404 MW per la Macro Area Nord, 7.163 MW per la Macro Area Centro e 8.301 MW per la Macro Area Sud): risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a quasi 23,6 GW. L'impatto della generazione distribuita è notevole anche sulle modalità e i criteri di esercizio e gestione della rete, che si sono in parte modificati per effetto della trasformazione della rete da "passiva" in "attiva".

Sono stati inoltre introdotti criteri e procedure per il distacco di generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale.

Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2018 e-distribuzione S.p.A. ha continuato ad effettuare interventi sulle reti di distribuzione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, monitorata tramite indicatori stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, con l'obiettivo di allinearsi ai migliori standard europei e di ridurre il divario tra le diverse aree geografiche del Paese.

I dati di continuità del servizio per l'anno 2018, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2019 all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e, solo a valle del completamento delle procedure di verifica operate dalla stessa Autorità, potranno essere consolidati per l'assegnazione dei premi e delle penalità per la qualità del servizio.

Per il 2018, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un incremento del numero e della durata delle interruzioni, rispetto ai livelli raggiunti nel 2017.

La causa di detto incremento è da ricercarsi in una serie di fenomeni meteorologici, particolarmente intensi, che nel corso dell'anno hanno avuto un impatto significativo sulla rete elettrica.

In particolare, nella prima parte dell'anno 2018 le precipitazioni nevose sono state particolarmente abbondanti in diverse Regioni, tanto da spingere a dichiarazioni di allerta nazionale nel periodo tra il 22 febbraio e il 5 marzo.

Tra maggio e luglio l'Italia è stata interessata da trombe d'aria, grandinate e numerosi fenomeni temporaleschi caratterizzati da livelli record di fulminazione, con picchi anche 7 volte superiori a quanto verificatosi nell'anno precedente per lo stesso periodo.

Di contro, l'ondata di calore di luglio, caratterizzata da temperature superiori ai 40 gradi, ha determinato numerosi guasti sulle linee di Media Tensione in cavo interrato (circa 4 volte in più rispetto ai guasti che si registrano in condizioni standard di Rete).

I danni peggiori alla rete elettrica, sia di Trasmissione che di Distribuzione, si sono verificati a ottobre e novembre, in particolare nelle Regioni Veneto e Friuli Venezia Giulia. Forti venti hanno determinato in pochi giorni numerosi guasti singoli e multipli su linee sia AT che MT, con numerose cabine disalimentate.

Conseguentemente all'incremento delle interruzioni registrate nel 2018, si attende l'applicazione di consistenti penali da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo IV della delibera 646/15).

Infine, considerato che la disciplina regolatoria introdotta con delibera 127/17 e poi integrata nella delibera 646/15 (titolo VII), ha determinato un aumento degli indennizzi spettanti ai clienti in caso di interruzioni prolungate ed estese a carico dei distributori, nel 2018 è stato riscontrato un aumento significativo delle penali pagate per questi indennizzi rispetto all'anno 2017.

Gestione operativa

Eccellenza operativa

Il 2018 è stato caratterizzato da un impegno costante che ha garantito, nell'ottica del miglioramento continuo, l'eccellenza operativa dei processi aziendali.

Tra le iniziative da segnalare, si evidenzia lo sviluppo dei lavori MT sotto tensione; questo progetto, avviato nel 2013, ha avuto nel corso del 2018 un ulteriore sviluppo sui seguenti aspetti:

- Formazione di nuove Squadre: sono state formate 4 Squadre per Lavori Sotto Tensione (LST) per l'esecuzione di attività a distanza su isolamento rigido, portando il totale di Squadre formate per questa attività a 6.
- Esecuzione degli interventi: nonostante il forte impegno in termini di docenza da parte di due Squadre (LST) per il punto precedente, sono stati effettuati 948 interventi sotto tensione, record storico per l'azienda, da parte delle 11 Squadre (LST) operative.

Con il fine di aumentare la sicurezza dei veicoli, nel 2018 inoltre sono state concluse le attività di sperimentazione di tecnologie per la prevenzione e la mitigazione delle collisioni attraverso avvisi specifici al conducente.

Tra le principali attività che hanno coinvolto lo sviluppo del Work Force Management (WFM) nel 2018 sono proseguiti gli adeguamenti necessari a permettere l'estensione della piattaforma alle Imprese, con la consegna in comodato d'uso gratuito di circa 6.000 smartphone utilizzati per:

- Virtual Check Point Contractor (VCPC), applicativo mobile che consente alle Imprese ed a e-distribuzione di monitorare in real time e per i diversi cantieri allestiti, la coerenza su ambito Safety, tra le attività commissionate e la specializzazione delle risorse impiegate; nell'anno 2017 è stata implementata anche la modalità d'uso dell'applicativo VCPC tramite canale A2A, consentendo una gestione semplificata da parte delle imprese, inoltre sono state rese disponibili nuove funzionalità, quali la gestione informatizzata degli asset in comodato d'uso, oltre ad una reportistica sul corretto

stato di gestione dei cantieri. Nel corso del 2018 è stata rilasciata una nuova reportistica che permette al personale di e-distribuzione di impresa di monitorare le informazioni raccolte dal sistema VCPC in un determinato periodo temporale e di elaborarle sia in formato tabellare che grafico per rappresentare principalmente l'utilizzo di VCPC. È stata, anche, rilasciata la versione che permette l'utilizzo in ambiente di APN pubblico.

- L'esecuzione di attività di Gestione Utenza, la raccolta letture di CE in errore di telelettura e per le attività del Piano di Sostituzione di Contatori Elettronici di seconda generazione

Proseguendo sul tema delle ottimizzazioni ai processi che coinvolgono le Imprese Appaltatrici, un altro importante sviluppo completato ha consentito di automatizzare la creazione di Ordini, LCL e la consuntivazione delle distinte materiali per gli interventi su guasto. Tale modalità, oltre ad ottimizzare il processo, riduce notevolmente il tempo di latenza della consuntivazione dei materiali oltre ad azzerare totalmente l'operatività del tecnico.

In aggiunta alla suddetta implementazione nel corso del 2018 è stata sviluppata a sistema una funzionalità che permette di gestire in modo automatico anche i guasti multi tipologia impianto. Attraverso tale sviluppo vengono pertanto gestiti il 100% dei ticket guasto affidati alle imprese.

Nell'ambito del progetto digI&N Italy, Gestione Appalti, nel corso del 2018 sono state rilasciate le prime funzionalità sviluppate nella piattaforma innovativa per la gestione e digitalizzazione appalti di e-distribuzione, denominata Si.M.e.R.A. (Sistema integrato di monitoraggio e Richieste di Acquisto), quali:

- Monitoring dinamico dello stato di avanzamento dei contratti di appalto lavori e servizi con individuazione delle condizioni di «Stock out prestazione terzi» in un dato periodo di osservazione, con notifica Alert automatica al fine di predisporre le opportune leve gestionali (punto di integrazione con piano di fabbisogni)
- Funzionalità di monitoraggio di Performance Impresa con integrazione dati di Vendor Rating, stato delle Qualificazioni, Violazioni Safety, Quantità e Qualità a seguito dei controlli in cantiere, provvedimenti di Stop Work e Sospensioni al Ruolo del personale impresa, contratti di appalto in ruolo con evidenza delle penali applicate per inadempienze contrattuali.

Nel 2018 è inoltre stata migliorata l'applicazione delle attività affidate a terzi, ovvero il sistema FBI (Force Beat Impresa). Sono state completate le funzionalità grafiche per il supporto dell'assegnazione massiva sia per sostituzione contatori che di lettura.

È in fase di collaudo (con inizio entrata in esercizio da Aprile 2019) il nuovo sistema denominato Force Beat, modulo del più ampio sistema Beat che sostituirà integralmente ADL (Assegnazione Dinamica Lavori) ed FBI e quindi gli attuali sistemi di assegnazione al personale e-distribuzione e impresa.

Sono proseguite le attività di semplificazione di ADL per la gestione delle attività di e-distribuzione (Easy ADL e programmazione partecipata) ed inoltre messo a punto un ambiente di recovery (ADL Suite & Recovery) che consente, in casi di disservizio dei sistemi, di procedere alle assegnazioni in emergenza delle attività. Tali funzionalità verranno garantite nella transizione al nuovo sistema Beat.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 36,5 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità di telegestione (tra cui la rilevazione dei consumi e la gestione del contratto a distanza), e-distribuzione S.p.A. sta fornendo il proprio contributo allo sviluppo di un mercato elettrico più efficiente e concorrenziale.

Nel corso del 2018 sono state eseguite con successo da remoto circa 454 milioni di teleletture, circa 3,1 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,7 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Open Meter

Nel 2018 è proseguita la campagna massiva di sostituzione dei contatori di prima generazione, installati nelle case e nelle aziende italiane, con quelli di seconda generazione (2G) "Open Meter". Nel 2018 e-distribuzione ha installato 5,6 milioni di contatori, arrivando ad un totale di circa 7,3 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

Dopo il completamento dello sviluppo del contatore trifase GETIS e la sua produzione massiva, sta continuando la produzione, ormai a regime, dei contatori GEMIS. Durante l'anno, inoltre, è stato completato lo sviluppo sia hardware che software del contatore trifase semidiretto GESIS. Per quanto riguarda il concentratore MSC, proseguono gli sviluppi software per ottemperare alle richieste delle delibere ARERA.

E' stata inoltre completata la fase di sviluppo hardware e software del nuovo concentratore LVM le cui produzioni sono partite e stanno salendo in volumi. Al fine di ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G, nel corso del 2018 è proseguita la produzione e l'installazione massiva dei nuovi concentratori MSC, oltre che dei primi quantitativi di LVM e il rilascio in esercizio dei primi moduli del sistema centrale BEAT.

La rilevazione su base quartaria dei consumi e le funzionalità avanzate garantite dai nuovi *Open Meter* costituiscono la base per consentire al sistema elettrico italiano di effettuare un nuovo salto di qualità nel campo della misura, mantenendo la propria posizione di leadership tecnologica e di processo nel panorama internazionale.

In particolare, per ciò che attiene alle nuove funzionalità introdotte dal contatore *Open Meter* rispetto ai due principali ambiti di attività sotto riportati, gli avanzamenti sono stati:

Consumatore

E' proseguita l'attività del gruppo di lavoro istituito da ARERA nell'ambito del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) sull'apertura del protocollo di comunicazione tra il contatore e la casa e sull'introduzione di un canale di comunicazione dedicato con la finalità di una maggiore penetrazione delle tecnologie abilitanti il risparmio energetico, aumento della consapevolezza dei consumi per i clienti finali e introduzione di servizi innovativi per i clienti, le Istituzioni e gli operatori del mercato elettrico.

E' stata portata avanti inoltre la raccolta capillare delle informazioni, che produce un volume di dati che permette di offrire servizi utili allo sviluppo di nuovi modelli di business, come ad esempio, servizi avanzati B2B per il mercato elettrico.

Servizio elettrico

E' proseguita la messa a disposizione tramite l'*Open Meter* di una quantità di dati utili per la gestione della rete, ciò al fine di migliorare la qualità complessiva del servizio elettrico consentendo così un maggiore sviluppo del Telecontrollo della rete in BT e della misurazione delle grandezze utili per il monitoraggio nonché il controllo della rete BT (profili di tensione, corrente, frequenza, fattore di potenza ecc.).

L'installazione degli *Open Meter* migliora dunque i processi tecnici e commerciali a vantaggio di clienti, produttori e venditori, mettendo a disposizione più informazioni utili per migliorare le funzioni a supporto dell'automazione, del monitoraggio del sistema di Telegestione e delle verifiche.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

Continua anche nel 2018 il trend positivo del livello di servizio della qualità commerciale monitorato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Deliberazioni n.646/16 - 99/08 e s.m.i.), che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore.

Nel corso del 2018 sono state gestite circa 4,1 milioni di prestazioni soggette a tempi standard, di cui 41% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero e 59% provenienti da clienti serviti in Maggior Tutela. Le prestazioni relative ai produttori sono state invece 350.000.

Per ciascuna prestazione eseguita oltre il tempo standard per cause imputabili al distributore è prevista l'erogazione di un indennizzo variabile in funzione del ritardo nell'esecuzione, della tipologia di cliente e del livello di tensione.

Nel 2018 il 99,7% delle prestazioni richieste dai clienti e il 99,6% delle prestazioni richieste dai produttori è stato eseguito entro i tempi standard stabiliti dall'Autorità.

Entro il 31 marzo 2019, come di consueto, i dati annuali sulle prestazioni commerciali relativi ai clienti verranno comunicati all'Autorità. I dati sulle prestazioni commerciali relativi ai produttori sono invece comunicati due volte all'anno, ogni semestre; entro il 28 febbraio 2019 saranno comunicati i dati relativi al secondo semestre 2018.

Nel corso del 2018 sono stati gestiti anche circa 1,7 milioni di richieste di sospensione per morosità soggette ai tempi di esecuzione stabiliti dalla Deliberazione 376/17; il 99,7% delle richieste è stato eseguito entro i tempi standard.

Customer Centricity

e-distribuzione ha lavorato anche nel 2018 per migliorare la Customer Interaction e aumentare la Customer Satisfaction attraverso la realizzazione di nuovi servizi digitali, di una libreria digitale ("Open Knowledge") a disposizione di Operai e Tecnici e il completamento dell'avvio del Contact Center commerciale (numero verde 800 085577) con i servizi dedicati ai clienti di bassa e media tensione con l'incremento della percentuale di one call solution per i contatti telefonici, web e e-mail.

Nell'ambito della Customer Centricity e di digitalizzazione della Customer Interaction è proseguita anche nel 2018 la gestione dei canali social di e-distribuzione, con lo scopo di ascoltare e supportare i Clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste, e di informarli su tutte le più importanti iniziative aziendali.

Sito WEB e canale mobile

Il 2018 è stato un anno di importante innovazione in ambito web. Nel mese di Febbraio è stato pubblicato il nuovo portale di E-Distribuzione costruito su una logica di storytelling, con utilizzo di Tone of Voice vicino al cliente, con un menu di navigazione sempre disponibile che raccoglie le principali esigenze del cliente verso il Distributore. Una delle principali novità riguarda l'introduzione di una apposita sezione dedicata alle "Interruzioni di corrente" nella quale il cliente può verificare in qualunque momento lo "stato di salute" della sua fornitura e/o di un'area geografica di suo interesse attraverso la Mappa delle Disalimentazioni.

E' stata anche realizzata una versione della Home page da attivare in occasione di eventi legati a condizioni atmosferiche critiche (ad esempio emergenza maltempo - emergenza caldo del periodo estivo) che consente di avere aggiornamenti in real time sull'evoluzione della situazione.

Nel mese di Luglio è migliorata la Customer Experience grazie all'unificazione in un unico punto di contatto online per clienti e produttori. Inoltre l'offerta dei servizi online si è evoluta con:

- la realizzazione di un'area riservata "customizzata" per target di clienti e delle loro forniture
- l'introduzione di nuovi servizi digitali quali: Agenda digitale (per la gestione degli appuntamenti con il personale tecnico), Tracking evoluto delle pratiche (per monitorare lo stato di avanzamento delle pratiche), Tracking operaio (per conoscere la posizione del personale tecnico in arrivo per l'esecuzione di lavori)
- la messa a disposizione di "Eddie": l'Assistente virtuale istruito per rispondere e supportare il cliente.

Il Contact Center (800-08 55 77)

Nel corso del 2018 è stato integrato in un unico numero (803500) il servizio di segnalazione guasti e pericolo e quello commerciale dedicato ai clienti attivi e passivi di tipo business e consumer.

E' stato affiancato un secondo partner a quello esistente per poter gestire un numero più ampio di contatti con maggiore velocità e sono state avviate alcune ottimizzazioni degli strumenti al fine di poter aumentare la percentuale di casi gestiti al 1 livello (costituito dai partner esterni) rispetto ai casi gestiti al 2 livello (costituito da personale interno di e-distribuzione localizzato sul territorio).

Nel corso del 2018 sono state gestite oltre 2,3 M chiamate. Il 30.5% è stato evaso in modalità self-service. L'84% delle chiamate inviate ad operatore sono state risolte al 1° livello.

Canali Social

Nell'ambito della strategia Customer Centric e di digitalizzazione della Customer Interaction è proseguita anche nel 2018 la gestione dei canali social di e-distribuzione, con lo scopo di ascoltare e supportare i Clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste e di informarli su tutte le più importanti iniziative aziendali,

I social network aziendali sono ormai considerati dai Clienti come veri e propri canali di assistenza real time anche e soprattutto in occasione di eventi critici o di emergenza sulla rete elettrica per segnalare tempestivamente situazioni di disagio.

Open Knowledge

Nel 2018 Open Knowledge, libreria digitale consultabile da APP e Portale WEB, è stata implementata con l'attivazione di nuovi servizi quali (Info Cliente: la possibilità di ricercare ed avere informazioni riguardo un POD; la possibilità di aprire un case per risolvere un'esigenza non risolta del cliente; l'inserimento di istruzioni operative – la possibilità di inviare al cliente dei moduli; la scelta dei preferiti).

E' continuata la formazione / esercitazione pratica sull'utilizzo di APP e Community che proseguirà nel corso del 2019 per far conoscere la libreria digitale e diffonderne l'utilizzo in maniera capillare.

La libreria digitale attraverso anche il contributo del Territorio ha visto l'aggiornamento delle FAQ disponibili per un totale di oltre 400 articoli pubblicati.

Nell'ottica della Customer Centricity è stato completato il corso su piattaforma on line (iniziato a maggio 2017) reso fruibile a luglio 2018. Il dipendente di e-distribuzione si immedesima nel cliente attraverso la rappresentazione di quattro situazioni verosimili (spostamento impianto; disattivazione di una fornitura; richiesta nuova fornitura elettrica; reclamo di un produttore).

E' stato effettuato anche un corso sulla Customer Journey: in collaborazione con HR per i Capi Unità Connessioni e i Capi Customer Care di DTR sono stati organizzati due giorni di formazione nei quali attraverso lo studio dei bisogni dei clienti si è giunti, attraverso le esercitazioni pratiche, a pensare come il cliente e come lo stesso percepisce l'esperienza che ha nel momento in cui entra in contatto con la nostra realtà di distributore.

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2018, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2017, si conferma l'andamento positivo relativo alla riduzione delle perdite di rete, con i conseguenti benefici economici conseguiti con il meccanismo di perequazione delle perdite di rete.

Le perdite complessive di energia sono risultate pari al 4,7%, raggiungendo un valore inferiore alle perdite standard riconosciute dalla regolazione vigente.

Tale obiettivo è stato raggiunto proseguendo con il costante miglioramento nella gestione dei dati anagrafici nei processi di connessione, nella gestione delle misure per l'acquisizione, la validazione e la messa a disposizione dei dati di misura a tutti i soggetti interessati e recuperando oltre 1.200 GWh di energia non misurata per anomalie dei misuratori o frodi, grazie anche al contributo della Machine Learning implementata per la Revenue Protection (Big Data Analytics).

C3 Revenue Protection

Nell'anno 2018 la piattaforma di Revenue Protection (C3 RevPro), utilizzata per l'individuazione delle frodi, è stata oggetto di una significativa evoluzione. L'algoritmo di classificazione è stato particolarizzato in relazione alla tensione di fornitura, questo in quanto i contatori elettronici (installati in bassa tensione) e i GME (installati in media e alta tensione) presentano caratteristiche diverse che hanno reso necessario modificare sia le caratteristiche dell'algoritmo che il training del modello. Pertanto sono stati realizzati e integrati due diversi classificatori, uno per i GME e uno per i contatori elettronici.

Iniziative Digitaly ambito Commerciale Rete

Nel corso del 2018 sono state rilasciate in esercizio importanti iniziative afferenti all'area del Commerciale Rete come già richiamate nei precedenti paragrafi ed avviate in sviluppo nell'anno precedente. Le iniziative rilasciate a maggior impatto per l'interazione con i clienti/trader sono: l'agenda digitale, il nuovo preventivo Smart, il tracking della pratica e dell'operaio in campo. Inoltre, nel corso del 2018 sono stati ulteriormente affinati la Power Cut Map e il chatbot (Eddie). Attraverso questi nuovi servizi è stata migliorata l'informazione ai Clienti su guasti diffusi e manutenzioni programmate,

inoltre è stato reso disponibile, ai clienti registrati sul portale web di e-distribuzione, la possibilità di aprire una richiesta di informazioni o un reclamo.

SMART METERING

e-distribuzione S.p.A. ed Endesa Distribución Electrica S.L sono i membri fondatori dell'Associazione internazionale non-profit *Meters and More*, costituita nel 2010 per rispondere al mandato 441 della Commissione Europea e promuovere l'omonimo Protocollo aperto di comunicazione per il trasferimento e lo scambio bidirezionale di dati tra i contatori "intelligenti" e il sistema di gestione centrale. Tale soluzione ha ricevuto dal CENELEC l'importante riconoscimento di "Technical Specification" nell'ambito delle soluzioni di *smart metering* e, in seguito a tale risultato, è in corsa per il conseguimento dello standard internazionale. Fanno parte dell'Associazione quasi 50 Membri tra Aziende, Distributori, Istituti di ricerca, Università e *contract manufacturer*, di cui 7 nuovi membri nel 2018. I nuovi scenari del settore elettrico e le nuove tecnologie digitali hanno portato recentemente le diverse Commissioni interne all'Associazione a proseguire un lavoro di ricerca e testing verso tecnologie che, superando il contatore, investono Utility, Aziende e clienti finali.

Di seguito le principali attività che hanno interessato le Commissioni interne all'Associazione *Meters and More* nel corso del 2018:

- *Technical Committee for Product Certification (TCC)*- Comitato che si occupa di redigere procedure e specifiche tecniche per la certificazione di prodotti finiti (e.g. contatori energia) e componenti- sono state approvate le specifiche tecniche per la certificazione del *basic component* di livello basso (fisico e datalink).
- *Technical Committee for Protocol Specification (TCS)*: nel 2018 il Comitato ha completato l'attività di verifica del *Gateway* (interfaccia sviluppata dal Comitato che utilizza il Protocollo *Meters and More* per la comunicazione tra il contatore intelligente e la casa) rispetto alle specifiche prodotte dal TCS. A fronte di nuovi temi della standardizzazione internazionale e dell'implementazione nazionale della CHAIN2, è stata ridefinita l'organizzazione del Comitato introducendo dei nuovi *working package* dedicati ai temi della *cyber security* e della verifica del profilo DLMS/COSEM via SMITP.
- *Committee for Communication Activities (CCA)*- Comitato di Comunicazione- nel 2018 il Comitato ha messo in campo una serie di iniziative come la partecipazione all'*European Utility Week* che si è tenuto a Vienna dal 6 all'8 novembre 2018 e quella al Seminario Nazionale dei Distributori elettrici (SENDI) 2018 che si è tenuto a Fortaleza, in Brasile, dal 20 al 22 novembre 2018. Negli stand organizzati dall'Associazione sono state rese disponibili demo, informazioni e tecnologie che supportano il protocollo *Meters and More* e che hanno riscosso l'interesse dei visitatori. La partecipazione agli eventi è stata sostenuta da una comunicazione web e social sui profili dell'Associazione nonché dalla presenza di alcuni articoli sulle testate di settore *Smart Energy International* e *Global Elite International* 2018.

SMART GRID

e-distribuzione S.p.A. svolge a livello europeo un ruolo di condivisione di "best practices" e partecipa alla definizione di strategie di lungo termine per l'introduzione massiva delle tecnologie *Smart Grid* sulla rete elettrica europea.

Le *Smart Grid* prevedono la trasformazione della rete elettrica in una rete interattiva, riuscendo a integrare in modo dinamico le esigenze dei consumatori e gestire in modo efficiente la costante crescita delle nuove fonti di generazione distribuita. Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'impiego di devices che abilitano logiche di intelligenza distribuita, sistemi centrali innovativi e l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata ad esempio su fibra ottica o su tecnologie di tipo *wireless* (ad es. 4G/LTE), che risultino essere affidabili, veloci e con ampie capacità di trasmissione.

I benefici associati all'evoluzione verso le *Smart Grid* riguardano quindi potenzialmente tutti gli ambiti della gestione degli impianti di distribuzione: qualità tecnica e continuità del servizio, massimizzazione della penetrazione delle fonti rinnovabili ed efficienza energetica, regolazione della tensione, sicurezza del sistema elettrico attraverso l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN), integrazione dei veicoli elettrici e partecipazione attiva dei clienti finali alla gestione dinamica dei segnali di consumo e prezzo.

L'evoluzione delle reti richiede un grande sforzo innovativo volto a ricercare e testare le migliori soluzioni da implementare in modo massivo sulla rete. In tal senso è proseguito l'impegno di e-distribuzione, con iniziative di sperimentazione e prototipazione che coprono i diversi ambiti di innovazione sopra richiamati.

In particolare e-distribuzione è impegnata nel proseguire l'innovazione e lo sviluppo di sistemi, apparati ed architetture quali quelli di protezione, automazione e telecontrollo, che già introdotti negli anni passati, si evolvono oggi in un'ottica smart grid.

Di seguito è sinteticamente descritta la principale iniziativa relativamente a questi sistemi:

I Laboratori *Smart Grid* (*Smart Grid Lab*) di Milano e Bari

Per la gestione ottimizzata della rete elettrica e lo sviluppo delle reti intelligenti, e-distribuzione ha realizzato due Laboratori *Smart Grid*, localizzati a Milano e Bari, dove vengono sviluppate nuove tecnologie dedicate ai sistemi di telecontrollo e automazione e nuovi apparati di protezione, controllo e regolazione impianti con relativi sensori nonché Sistemi centrali di calcoli elettrici, Sistemi di Power Quality e relativi apparati di misura. Altre attività sono lo sviluppo di prototipi hardware e software, la Certificazione e le prove funzionali di apparati e sistemi di competenza, le attività di System Integration e la gestione di progetti sperimentali. Si aggiungono infine al quadro delle attività il supporto specialistico, la partecipazione ai comitati tecnici interni ed esterni e la formazione sia del personale interno che di studenti dei corsi di laurea di importanti Università con le quali l'Azienda collabora, come ad esempio i Politecnici di Milano, Torino e di Bari.

A Milano lo *Smart Grid* è ubicato in un edificio recentemente ristrutturato, ad alta efficienza energetica e certificato LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design Certification Gold*) ed è impegnato con le proprie risorse sulle seguenti tecnologie: Piattaforma di simulazione e addestramento "Grid In A Building", fondamentale alle attività di System Integration; Cabina Primaria Digitale; Cabina Secondaria Evoluta; Simulatore di Grandi Eventi ambientali "TOTEM". All'interno dello *Smart Grid Lab* vi è riprodotta una Sala Controllo con gli stessi equipaggiamenti reali presenti nei 28 Centri Operativi italiani che monitorano la rete 24 ore su 24. In essa si trovano i Sistemi di Telecontrollo STM, il *Distribution Management System* (DMS), per i calcoli elettrici, ed in generale tutti i terminali dei sistemi satellite. La Sala Controllo è collegata con la piattaforma di simulazione e addestramento *Grid in a Building* e con il Simulatore Grandi Eventi TOTEM; ciò consente ad un operatore di esercitare e testare ogni funzionalità come se fosse in una reale Sala Operativa con una reale rete da condurre.

Il Laboratorio di Bari invece ha una struttura che vede la combinazione di un simulatore di rete in tempo reale, di dispositivi reali per il monitoraggio, la protezione ed il telecontrollo della rete elettrica di bassa tensione e di apparecchiature per l'emulazione dei sistemi di potenza. L'insieme permette di verificare il comportamento e la

corretta integrazione dei dispositivi e dei sistemi in una pluralità di situazioni elettriche e permette lo sviluppo delle soluzioni tecnologiche, le prove funzionali ed in generale tutte le attività di *System Integration*. Le tecnologie presenti sono: l'ambiente di Simulazione, il Sistema di Telecontrollo della rete di Bassa Tensione, l'emulatore di reti elettriche BT, la Sala Controllo, nuovi dispositivi per la rete elettrica BT.

I principali progetti sui quali i Laboratori sono impegnati in ambito nazionale sono: Puglia Active Network - NER300, Replicate, Programma Operativo Nazionale "Imprese E Competitività" 2014-2020, Ingrid.

Come indicato sopra, i due laboratori di Milano e Bari costituiscono le piattaforme "Grid in a Building" di simulazione, omologazione e addestramento del personale operativo sui temi Smart Grids. Nel corso del 2018 sono stati avviati i lavori per l'integrazione dei simulatori digitali di rete RTDS su rete geografica (WAN).

È stata inoltre erogata la formazione Smart Grids ai Capi Unità Territoriali, alle Unità Operative e alle Aree coinvolte nei progetti finanziati PON.

Sono stati eseguiti investimenti di potenziamento delle piattaforme di simulazione ed emulazione, in modo da ottimizzare tempi e risorse per ottenere una pronta risposta alle esigenze di omologazione ed addestramento.

PROGETTI FINANZIATI

Progetto REPLICATE

Nell'ambito del bando SCC1 2015 *Smart Cities and Communities – Lighthouse project 2015* del programma europeo Horizon 2020, e-distribuzione si è aggiudicata il finanziamento europeo per lo sviluppo del progetto REPLICATE (*REnaissance of PLaces with Innovative Citizenship And Technology*), in collaborazione con un consorzio europeo di 38 partner italiani e stranieri (municipalità, industrie, PMI, Università ed Enti di ricerca) costituito dalle tre città di San Sebastian (coordinatore), Firenze e Bristol, nelle quali verranno implementati i dimostrativi di progetto.

Avviato a febbraio 2016, il progetto ha una durata di 5 anni con l'obiettivo di sviluppare e validare un modello di business sostenibile per supportare le città nel percorso di trasformazione verso una smart city.

In particolare e-distribuzione supporterà la città di Firenze nell'implementazione del suddetto modello nell'area pilota costituita da Novoli, Cascine e Le Piagge, attraverso le seguenti azioni:

- *Efficienza Energetica* – implementazione di sistemi per il controllo dei consumi energetici con possibilità di monitorare gli impatti delle misure in materia di efficienza energetica.
- *Infrastrutture integrate* - potenziamento della rete di distribuzione in ottica Smart Grids attraverso l'installazione di tecnologie innovative, sia sulla rete MT e BT che presso cabine Primarie e Secondarie, per permettere il controllo remoto e l'automazione della rete, aumentando la qualità del servizio e l'affidabilità/resilienza della rete anche in presenza di eventi imprevedibili quali le alluvioni.
- *Mobilità urbana sostenibile* - installazione di n. 4 infrastrutture di ricarica Fast Recharge Plus, che consentiranno di effettuare la ricarica veloce, in corrente alternata a 22-43 kW e continua a 50 kW, dei veicoli elettrici dedicati alla flotta dei taxi di Firenze. Il processo di ricarica sarà gestito da remoto attraverso il sistema di "Electric Mobility Management" (EMM).

Nel corso del 2018 si sono ultimati gli interventi di adeguamento HW in ottica smart grids sulle 60 cabine secondarie (MT/BT) e sulle 2 cabine primarie (AT/MT) come previste nell'ambito del progetto. È stato avviato lo sviluppo del progetto di comunicazione al fine di analizzarne le coperture, connettere la rete elettrica in modalità always-on e installare la tecnologia Smart Fault Selection. Sono state installate le successive 2 infrastrutture di ricarica (IdR) "*fast recharge plus*" previste dal successivo amendment di progetto portando quindi ad un totale di 6 IdR "*fast recharge plus*" installate presso il comune di Firenze.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 2,24 milioni di euro di cui 0,95 milioni di euro sono finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Progetto L'Aquila Smart City

A Dicembre 2013, e-distribuzione ha avviato un altro importante progetto *Smart City* che amplia il ventaglio di collaborazioni, sui temi della sostenibilità ambientale, con le Municipalità italiane. Il progetto in corso di realizzazione nella città de L'Aquila è finanziato dal Comune stesso tramite fondi assegnati dal Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) per la ricostruzione a seguito del sisma del 2009 e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica Smart City. Gli interventi previsti riguardano:

- il potenziamento dell'attuale infrastruttura di distribuzione dell'energia elettrica con tecnologie "*Smart Grids*", per l'integrazione degli impianti a fonte energetica rinnovabile (FER) e l'abilitazione di servizi innovativi ai cittadini e alla Pubblica Amministrazione;
- lo sviluppo di una rete di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici diffusa sul territorio.

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività di adeguamento in ottica smart grids degli impianti AT/MT ed MT/BT di e-distribuzione e di posa delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici (a fine 2018 sono in esercizio 11 Infrastrutture di Ricarica "*Pole Station*" delle 37 previste a progetto). In particolare è stato completato l'adeguamento di 5 delle 6 cabine primarie (AT/MT) di progetto e di 361 delle 403 cabine secondarie (MT/BT) di progetto. Sono inoltre proseguite le attività di implementazione della piattaforma di comunicazione a banda larga con tecnologia LTE.

E' in corso una variante tecnica che include anche una proroga temporale per tener conto delle problematiche relative alla realizzazione del cunicolo sottoservizi a cura del Comune de L'Aquila.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 16,24 milioni di euro interamente finanziati dal Ministero per la Coesione Territoriale (Delibera CIPE n.135/2013).

Progetto Puglia Active Network (PAN)

Il progetto Puglia Active Network, co-finanziato dalla Commissione Europea mediante il programma NER300 consiste nella realizzazione di un dimostrativo su larga scala di interventi e tecnologie innovative *Smart Grids*.

Il Progetto mette insieme tutte le esperienze finora scaturite dal progetto pilota "Isernia" (Deliberazione n. 39/10), dai POI Energie Rinnovabili e dal progetto europeo Grid4EU, permettendone il passaggio dalla fase pilota alla fase dimostrativa su scala regionale.

Il progetto avrà una durata di nove anni con l'aggiunta di un anno di proroga automatica (2014-2024), che, in base al meccanismo NER, sono divisi in un primo periodo di realizzazione vera e propria della durata di sei anni (incluso un anno di proroga) detto "*construction period*" (2014-2019) ed un successivo periodo di esercizio (2019-2024) in cui saranno raccolti i risultati da presentare alla Commissione Europea per il riconoscimento del finanziamento.

La proposta prevede l'implementazione di una serie di tecnologie "*smart grid*" in aree rurali della Regione Puglia e, in particolare:

- Gestione "attiva" della rete MT sottesa a circa 100 Cabine Primarie, con possibilità di abilitazione al controllo da remoto della Generazione Distribuita connessa;
- Comunicazione a banda larga per la connessione di generatori, clienti e cabine secondarie (oltre 8.000 montanti) sulla rete MT;

- Sistema di ricarica per veicoli elettrici con 74 punti di ricarica.

Nel corso del 2018 sono stati portati a termine circa il 85% degli interventi totali previsti a progetto.

Il budget impegnato da E-Distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 170 milioni di euro con un finanziamento a fondo perduto fino a 85 milioni di euro.

Progetto Flexiciency

Il progetto Flexiciency, partito a Febbraio 2015 e della durata di 4 anni, ha visto la partecipazione di quattro tra i principali distributori di energia elettrica in Europa dotati di un sistema di smart metering (e-distribuzione in Italia, ENEDIS in Francia, Endesa in Spagna e Vattenfall in Svezia), in collaborazione con venditori di energia elettrica, aggregatori, istituti di ricerca e il coinvolgimento di migliaia di utenti finali. Attraverso 5 progetti dimostrativi su larga scala l'obiettivo del progetto è stato dimostrare come la disponibilità dei dati del contatore, resi accessibili dal distributore, possa facilitare la messa a punto di servizi innovativi al cliente finale (quali servizi per il monitoraggio avanzato e il controllo dei propri consumi, sino ad arrivare a servizi di flessibilità), creando nuove opportunità nel mercato dell'energia. Il dimostrativo guidato dal retailer austriaco Verbund, in assenza di sistemi di smart metering, ha consentito di coprire condizioni regolatorie e di mercato molto diverse tra loro. Elemento chiave del progetto è stato lo sviluppo di un ambiente virtuale per lo scambio B2B di dati e servizi a livello europeo (EU Market Place), che funge da facilitatore per la messa a disposizione di nuovi servizi in Europa.

Il dimostrativo italiano ha visto la partecipazione di e-distribuzione, Enel Energia e Siemens Italia, con il coinvolgimento di circa 1.000 utenti finali, ai quali sono stati forniti servizi di monitoraggio dei consumi e controllo locale dei carichi (per 150 di questi). Nel corso del 2017 sono stati ufficialmente avviati i dimostrativi, sono stati definiti i KPI necessari per la misurazione e valutazione degli use cases, è stato definito il linguaggio comune di scambio dati ed infine sono stati sviluppati sia il Market Place che le piattaforme per la fornitura di servizi avanzati nei cinque dimostrativi. Il 2018 ha visto e-distribuzione impegnata nel coordinamento del dimostrativo, nella valutazione dei risultati e nel coordinamento del consorzio.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 1,78 milioni di euro di cui 1,25 milioni di euro finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Progetto EU SYS-FLEX

A Settembre 2017 nell'ambito del Programma Fondi Europeo Horizon 2020 (Bando Energy – Call LCE-04-2017) è stato approvato il progetto EU Sys-Flex di cui e-distribuzione è partner.

Il gruppo di lavoro è formato da 34 Partner di 14 Paesi europei. Obiettivo dell'intero progetto è garantire un livello efficiente e sufficiente di servizi di sistema per facilitare il raggiungimento degli obiettivi mondiali di integrazione delle RES mantenendo un alto livello di resilienza. Ciò richiede la definizione della giusta quantità di flessibilità e dei servizi di sistema per supportare gli operatori del sistema di trasmissione, tenendo anche conto delle esigenze tecniche del sistema paneuropeo con oltre il 50% di RES, del mercato dell'elettricità, del regolatorio e del ruolo delle diverse parti interessate (ad esempio TSO, DSO, aggregatori, ecc.). Per dimostrare e testare le nuove soluzioni ed i nuovi servizi il progetto EU SysFlex prevede la realizzazione di 6 progetti dimostrativi innovativi in Francia, Finlandia, Germania, Irlanda, Italia e Portogallo.

In particolare e-distribuzione sarà impegnata nella realizzazione della demo italiana presso la CP di Quarto (area Forlì Cesena) con l'obiettivo principale di migliorare i sistemi previsionali nello scambio dati tra TSO e DSO e di modulare la potenza attiva e reattiva a livello di CP per favorire la regolazione della rete del TSO. Per attuare la modulazione della Potenza Attiva e Reattiva si sfrutteranno dei nuovi banchi di capacitori/induttori

“smart” da installare lato MT del trasformatore di CP, lo Storage elettrico (EESS) (agli ioni di Litio, 1 MVA, 1 MWh) installato nell’ambito del progetto GRID4EU (concluso nel 2016) ed alcuni generatori fotovoltaici con potenza reattiva controllabile (già installati).

A Novembre 2017 si è svolto il Kick Off meeting che ha ufficialmente inaugurato l’inizio del progetto che prevede 4 anni di attività (11/2017-11/2021).

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 1,37 milioni di euro (di cui 0,15 milioni di euro sono relativi a costi di Enel S.p.A. coinvolta come terza parte) finanziato al 70% dalla Commissione Europea.

PROGETTO COMESTO

Con il decreto di concessione del 30 Agosto 2018 è partito il progetto di Ricerca Industriale “ComESTo: Community Energy Storage – Gestione aggregata di Sistemi d’Accumulo dell’Energia in Power Cloud”, di cui e-distribuzione è capofila e che vedrà impegnati per 30 mesi 14 partner tra grandi imprese, PMI, Università, Enti ed Organismi di ricerca. L’iniziativa rientra nell’ambito del bando di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale del Programma Operativo Nazionale 2015-2020 promosso dal MIUR, area di specializzazione Energia.

In un ambito caratterizzato da un continuo aumento della generazione da fonti rinnovabili e da una sempre più consistente diffusione di storage distribuiti, il progetto ComESTo ha l’obiettivo di realizzare una gestione integrata di tali sistemi consentendo una partecipazione attiva e consapevole degli utenti finali, intesi come titolari di piccole utenze civili, ai mercati dell’energia all’ingrosso ed al dettaglio. Ciò si concretizzerà “aggregando” consumers e prosumers in “comunità” (Community Energy Storage), sotto il profilo commerciale dell’energia, nell’ambito delle quali acquisiranno maggiore conoscenza e consapevolezza delle proprie esigenze di consumo e dei benefici derivanti dall’utilizzo distribuito e capillare delle fonti rinnovabili. L’implementazione della piattaforma Community Energy Storage si completerà con lo sviluppo di modelli di demand response, previsionali, di producibilità e di carico, nonché con analisi di sostenibilità economica ed ambientale delle tecnologie analizzate.

In relazione a questa nuova potenzialità di sviluppo in ambito smart grid, e-distribuzione guiderà la ricerca affinché le communities di clienti, in modalità grid connected, diventino strumento ideale per soddisfare le esigenze e le richieste di DSO e TSO e, quindi, concorrere all’erogazione di diversi tipi di servizi (energia, potenza e regolazione della tensione) ed al soddisfacimento di esigenze con orizzonti temporali che vanno dai pochi millisecondi ai giorni e/o mesi.

In tale contesto, inoltre, poiché l’attività di pianificazione della rete elettrica dovrà tener conto dell’evoluzione prevista sulla base dei mutamenti della domanda e del mercato, il contributo di e-distribuzione al progetto in termini di Ricerca Industriale sarà principalmente orientato allo sviluppo di un tool capace di offrire al pianificatore di rete uno strumento di supporto al processo decisionale completamente innovativo attraverso l’applicazione di algoritmi di Intelligenza Artificiale e di Machine Learning.

Il budget impegnato da E-Distribuzione per la realizzazione del progetto è di 0,68 milioni di euro di cui finanziati dal MIUR 0,34 milioni di euro.

Progetti PON MISE

Nell’ambito del Programma Operativo Nazionale (PON) FESR “Imprese e Competitività” 2014 – 2020 (Fondo europeo di sviluppo regionale) con particolare riferimento al “Bando sulle infrastrutture elettriche per la

realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate", con i decreti del 9 marzo 2018 e del 4 maggio 2018 il Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) ha ammesso a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) 35 dei 46 progetti candidati da e-distribuzione per un valore complessivo di 138 milioni di euro così suddivisi per regione:

- Basilicata: 6 progetti per 24 milioni di euro;
- Campania: 8 progetti per 32 milioni di euro;
- Sicilia: 16 progetti per 54 milioni di euro;
- Calabria: 5 progetti per 28 milioni di euro.

Ciascun progetto ha come perimetro una singola cabina primaria selezionata sulla base dei criteri di ammissibilità del bando (ovvero cabine primarie in cui in almeno uno degli ultimi tre anni si è registrata l'inversione di flusso di energia dalla rete MT per almeno l'1% delle ore dell'anno) e la relativa rete MT sottesa. Le progettualità sviluppate consentiranno l'incremento diretto della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili e aumenteranno l'intelligenza della rete stessa con interventi tesi alla smartizzazione.

Le tipologie di intervento relative ai trasformatori sono tese al potenziamento o all'ampliamento della cabina primaria. Relativamente al potenziamento, questo è possibile tramite la sostituzione del trasformatore esistente con uno di potenza nominale maggiore o aggiunta di un secondo trasformatore al fine di portare la cabina primaria in condizioni standard. Mentre, per i progetti che prevedono l'ampliamento della cabina primaria, si prevede l'aggiunta di un terzo trasformatore e il conseguente ampliamento della cabina con quadro MT, bobina di Petersen e nuove uscenti MT. Tra le progettualità individuate vi sono anche quelle che intervengono sulla rete tramite nuove linee e il rifacimento delle linee stesse.

Le tipologie di intervento volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid, sono invece mutuare dall'esperienza del progetto *Puglia Active Network*, ed in generale gli interventi sono:

- *Selezione automatica del tronco guasto*, che ha lo scopo di isolare la porzione di rete interessata dal guasto senza necessità di richiusura rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in cabina primaria, anche nel caso di corto circuito;
- *Osservabilità della rete MT*, attraverso la quale sarà possibile inviare al gestore della rete di trasmissione nazionale i dati e le misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- *Controllo evoluto di tensione* a livello di sbarra di cabina primaria al fine di gestire le sovratensioni dovute alla generazione distribuita e aumentare la Hosting Capacity;
- *Automazione degli interruttori di linea di Bassa Tensione (BT)* con lo scopo di migliorare la qualità del servizio in termini di continuità del servizio, qualità percepita dagli utenti della rete BT e contenimento del rischio di funzionamento incontrollato di porzioni di rete BT;
- *Predisposizione delle connessioni nelle cabine di consegna* (che servono per la connessione alla rete di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili) nelle quali verrà realizzata una predisposizione per la futura comunicazione e controllo della generazione distribuita, tramite standard IEC 61850.

Nel corso del 2018 sono stati avviati tutti i progetti PON, iniziando a predisporre per ciascuno di essi i sopralluoghi necessari per l'elaborazione delle relative progettazioni esecutive.

Progetti POR Sicilia

In aggiunta ai 35 progetti PON finanziati dal MISE, la Regione Siciliana ha attinto dalla medesima graduatoria redatta dal MISE con riferimento al “*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell’energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*”, per finanziare ulteriori progetti con risorse regionali.

Attraverso apposita delibera regionale del 27 luglio 2018, ha pertanto finanziato (100% dei costi a fondo perduto) con fondi PO FESR gli ulteriori 11 progetti (a completamento dei 46 ammessi e finanziabili) presentati da E-Distribuzione per un totale di circa 43,3 milioni euro.

La tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo “*Progetti PON*”).

Progetti POR Basilicata

A dicembre 2018 la Regione Basilicata ha approvato la delibera relativa ai progetti *Smart Grid* nell’ambito del Bando Regionale del 2 agosto 2018 PO Fesr 14-20 finanziando i 3 progetti presentati da e-distribuzione per un totale di circa 13,9 milioni euro.

I progetti sono finanziati al 100% e sono:

1. Smart Grid Matera: importo di 7,1 milioni di euro;
2. Smart Grid Potenza: importo di 5,6 milioni di euro;
3. Smart Grid Melfi Fiat: importo di 1,2 milioni di euro.

La tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo “*Progetti PON*”) con l’aggiunta di interrimento di linee BT nei centri urbani.

NUOVI PROGETTI

Progetto RESILIENZA

L’obiettivo di incrementare la resilienza del sistema elettrico si è affermato negli ultimi anni in considerazione del significativo aumento di frequenza e impatto di eventi meteorologici estremi, ovvero eventi particolarmente intensi e di vasta estensione, che comportano disalimentazioni di lunga durata per le forniture elettriche a causa del cedimento delle reti dovuto al superamento dei limiti strutturali di progetto.

L’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha avviato e sviluppato un percorso regolatorio finalizzato all’incremento della resilienza delle reti elettriche, da ottenere in primo luogo mediante una maggior tenuta alle sollecitazioni.

Nel 2015 e-distribuzione ha realizzato un primo studio con il CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) che, a partire dagli eventi meteo dei 15 anni precedenti e da un modello matematico di simulazione del processo di formazione dei manicotti di ghiaccio, ha consentito di individuare i possibili criteri tecnici di intervento sulla rete per far fronte a tale fenomeno. Conseguentemente e-distribuzione ha predisposto un Piano di Lavoro presentato all’Autorità il 31 marzo 2017, contenente interventi per la riduzione dei rischi derivanti da carichi di neve e manicotto di ghiaccio per il biennio 2017-2018, redatto in conformità con le Linee Guida ARERA e con le previsioni contenute nel TIQE.

Sulla base delle previsioni della Deliberazione ARERA n.31 del 25 gennaio 2018, dove si determina l’obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre i propri piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e di integrare tali piani in un’apposita sezione del proprio Piano di Sviluppo, lo scorso giugno 2018 e-distribuzione

ha pubblicato il nuovo Piano 2018-2020 per il contrasto dei fenomeni di formazione del manicotto di ghiaccio e delle ondate di calore.

Le principali leve di intervento utilizzate sono state l'aumento della cavizzazione della rete, mediante sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo o interrato) e l'incremento del grado di magliatura della rete, mediante richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito di tale Piano, nel 2018 sono stati realizzati importanti investimenti in Abruzzo, Toscana, Emilia – Romagna, Marche e Piemonte, investimenti significativi anche in Lombardia, Triveneto, Calabria e Sicilia, per un costo totale di 190 milioni di euro.

È attualmente in fase di predisposizione l'aggiornamento del Piano per il triennio 2019-2021; gli investimenti complessivi previsti nel Piano Resilienza 2019 ammontano a 130 milioni di euro.

NUOVI COMPONENTI E SOLUZIONI TECNOLOGICHE DI RETE

Sensoristica evoluta di Rete

e-distribuzione ha avviato diverse iniziative, anche nell'ambito del progetto Digitaly, per la digitalizzazione della rete elettrica, allo scopo di poter raccogliere informazioni sia in cabina secondaria quanto lungo rete. Tali informazioni saranno il fattore abilitante che permetterà il miglioramento della Quality of Service tramite tecnologie di correlazione dati e machine learning. Diverse tipologie di sensori (temperatura, ultrasuoni, umidità, ozono, etc) concorrono allo scopo di analizzare il comportamento dei componenti per evidenziare situazioni di pre-guasto dei componenti presenti in cabina secondaria, con positivi impatti sulla Quality of Service e riduzione del numero di accessi in cabina. In parallelo, è in sperimentazione una soluzione per il monitoraggio delle grandezze elettriche di interesse (AI BerT), che sfrutta in modo sinergico la presenza in impianto dell'infrastruttura legacy per il telecontrollo MT per raccogliere, con economia di costi, misure ed allarmi di corrente/potenza sulle partenze BT; nel corso del 2018 è stata conclusa la specifica del rilevatore di misura e guasti ALBERT. Per l'equipaggiamento del personale operativo invece è in sperimentazione un apparato di misura autoalimentato (ARGO), particolarmente compatto ed idoneo all'installazione negli armadi stradali BT o all'uso portatile, da assegnare come attrezzatura al personale operativo per l'esecuzione di campagne di misura mirate in occasione di guasti non localizzati o anomalie discontinue sulla rete BT, con possibilità registrazione di misure ed eventi per analisi di lunga durata in modalità non presidiata; l'apparato è in fase di fornitura a tutte le Zone, durante il 2018.

Nel corso del 2018 sono state concluse diverse analisi tecniche di tecnologia abilitante l'IoT per la sensorizzazione degli impianti; tale attività è propedeutica alla realizzazione delle specifiche funzionali dei devices IoT.

Smart Fault Selection (SFS)

Nell'ambito Smart Grids, un tema fondamentale è la massimizzazione della qualità del servizio, che si ottiene minimizzando il numero di clienti disalimentati ed il tempo di disalimentazione. Per soddisfare questo obiettivo, e-distribuzione ha sviluppato una tecnologia innovativa chiamata Smart Fault Selection, in grado di eliminare eventuali guasti e rialimentare la parte sana della rete in meno di un secondo. Questo è possibile grazie ad una moderna generazione di rilevatori di guasto, gli RGDM, che permettono di attuare logiche di selezione e rialimentazione in modo completamente distribuito, grazie alla comunicazione machine-to-machine tra i rilevatori stessi. La rete diventa quindi un organismo avente delle capacità di difesa e ripristino estremamente rapide ed autonome.

La tecnologia SFS è attualmente in installazione massiva presso la regione Puglia, nell'ambito del progetto PAN – Puglia Active Network – NER300. Grazie alla Smart Fault Selection, la rete pugliese potrà essere considerata come la smart grid più estesa e più avanzata a livello mondiale.

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività di attivazione della SFS del progetto NER300, con cicli di pre-esercizio e formazione al personale operativo.

Evoluzione dei devices e delle architetture di protezione, regolazione, controllo ed automazione delle Cabine Primarie Digitali

L'incremento della generazione distribuita connessa alla rete di media tensione ed il conseguente aumento dei casi di inversione del flusso di energia (dalla rete MT alla rete AT), nonché l'evoluzione tecnologica e quella degli standard Internazionali, comportano l'adeguamento del sistema di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie. Con questa finalità, nel corso del 2018, sono state sviluppate ulteriori nuove funzionalità insieme alla messa in campo di una nuova generazione di apparati. Quest'ultimi utilizzano il protocollo standard IEC 61850 e prevedono funzionalità di protezione e di automazione di rete più sofisticate in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi in presenza di reti attive. La prospettiva di lavoro su tali apparati comporta sia ulteriori nuove funzionalità che il procedere in parallelo con le installazioni dei nuovi sistemi in campo nell'ambito dei progetti in corso (PAN NER 300, L'Aquila Smart City, Replicate, ecc.). I suddetti apparati, che costituiscono il mattone elementare della Cabine Primarie Digitali, coprono tutte le funzionalità di protezione, regolazione, controllo ed automazione degli impianti primari, dalla sezione AT sino alle partenze MT.

Evoluzione degli apparati e dei sistemi centrali e degli apparati periferici di Cabina Primaria Digitale e di Cabina Secondaria Digitale per il telecontrollo e l'automazione della rete

Le attività relative all'evoluzione dei sistemi hardware e software dei sistemi di telecontrollo e automazione costituiscono una base comune dei diversi progetti Smart Grid seguiti da e-distribuzione. Si tratta in particolare di: funzionalità evolute di monitoraggio in tempo reale, regolazione della tensione MT, scambio informativo con Terna S.p.A. e nuove tecniche di selezione del guasto e rialimentazione automatica della rete MT.

Nel 2018 sono proseguite le attività di rinnovo tecnologico dei sistemi centrali di telecontrollo e del software dei sistemi di DMS (Distribution Management Systems) usati per i calcoli di rete in tempo reale.

Lato campo, nell'ambito Cabina Primaria Digitale e Cabina Secondaria Digitale, è stato avviato lo sviluppo di nuove unità periferiche di telecontrollo e automazione: TPT2020 Lite, UP2020 Lite e UP2020, macchine digitali, flessibili e modulari, compliant allo standard IEC 61850.

Evoluzione apparati periferici (μ UP, ALBERT e ARGO) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

Sempre a supporto dei progetti *Smart Grid*, e-distribuzione ha continuato le attività di sviluppo delle funzionalità del Sistema di telecontrollo per la rete di Bassa Tensione (STB), tra cui la profilazione utenti integrata in STWeb, l'allineamento quotidiano con l'archivio rete (SiGraf) e la gestione delle alimentazioni provvisorie sulla rete BT. È proseguita nel contempo l'attività di installazione del sistema sul territorio, chiudendo il 2018 la totalità delle sale operative (28 su 28) equipaggiate dal sistema STB.

Sono proseguite le attività di analisi delle funzionalità evolute del sistema DMS BT.

Sul tema devices BT, è in distribuzione, presso tutte le Zone, il rilevatore portatile di guasto ARGO, progettato da e-distribuzione su misura delle necessità operative, da una collaborazione tra le unità Smart Grids e Smart Meter.

È stata conclusa la specifica del rilevatore di misura e guasti ALBERT, per le installazioni di cabina e l'abilitazione dell'IoT di impianto.

Sono state concluse le attività di analisi per la realizzazione della nuova Smart Street Box, con possibilità di telecontrollo BT e monitoraggio.

Nel campo delle microgrids l'installazione pilota di un sistema di piccola potenza, capace di integrare diverse fonti di alimentazione (FTV, accumulo, GE, rete esterna), al fine di curarne l'integrazione funzionale con il Sistema di Telecontrollo, è in evoluzione per ospitare nuove generazioni di batterie di accumulo.

Connettività IP broadband per cabine secondarie

La connettività IP Broadband costituisce il fattore abilitante per la realizzazione di tutte le funzionalità Smart Grid in corso di sviluppo; essa consiste nel realizzare un'infrastruttura di comunicazione in grado di connettere i nodi della rete elettrica di distribuzione al sistema centrale di telecontrollo in modalità always-on e con una banda tale da garantire il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Negli scorsi anni sono state testate diverse tecnologie e architetture nell'ambito di alcuni progetti (ad es. Progetto Isernia, Grid4EU), mentre nel 2017 è proseguita l'attività nell'ambito di alcuni progetti finanziati Smart Grids e Smart Cities (L'Aquila Smart City, *Puglia Active Network*, etc.) e su installazioni pilota per il test di nuove automazioni per la selezione e rialimentazione dei tronchi guasti sulla rete MT.

Electrical Storage Systems (ESS)

Negli anni scorsi sono stati installati e testati dei dispositivi di accumulo di tipo elettrochimico ESS (Electrical Storage System), finanziati nell'ambito di alcuni progetti (Cabina Primaria Campi Salentina – Puglia; C.P. Chiaravalle – Calabria, C.P. Dirillo – Sicilia, C.P. Carpinone – Molise, Cabina Secondaria Smistamento Mercato Saraceno – Emilia Romagna). Si sono svolti inoltre svariati test su tali dispositivi sia per applicazioni lungo la rete MT, sia per applicazioni in Cabina Primaria.

Smart Info & MOME

Il dispositivo Smart Info è stato sviluppato negli scorsi anni per consentire sia il monitoraggio dei consumi elettrici sia la possibile produzione di energia locale e conseguentemente di ottimizzare la propria domanda di energia elettrica, organizzando in maniera più efficiente l'utilizzo degli elettrodomestici e del sistema di illuminazione. Oltre a tale dispositivo e-distribuzione ha sviluppato nel 2016, anche il modulo "OEM" (Original Equipment Manufacturer), denominato MOME. Quest'ultimo è un modulo hardware e firmware che realizza le stesse funzionalità dello Smart Info e che i System Integrator possono inserire nelle proprie apparecchiature per accedere ai dati di consumo raccolti dagli *Smart Meter* in bassa tensione (BT).

MOME è in grado di comunicare con lo *Smart Meter*, acquisendo i dati dal contatore e rendendoli disponibili alle applicazioni esterne; esso inoltre è in grado di aggiornare i dati provenienti dallo *Smart Meter* con una frequenza media di 15 minuti (la frequenza di aggiornamento è comunque soggetta alle specifiche condizioni di trasmissione dei dati sulla rete Powerline (PLC) ed è gestita dal Sistema di Telegestione di e-distribuzione). Nell'ambito degli impegni assunti da e-distribuzione a seguito del procedimento A486 della

Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato è garantita nei confronti di terze parti che ne facciano richiesta la vendita dei dispositivi Smart Info e MOME (e il relativo supporto tecnico-gestionale) ad un prezzo che riflette esclusivamente il costo sostenuto per la relativa produzione.

A partire da gennaio 2017 sono stati venduti 500 Smart Info e 4600 MOME ad oltre 70 System Integrator.

Quadro MT con TMA per cabine senza trasformazione

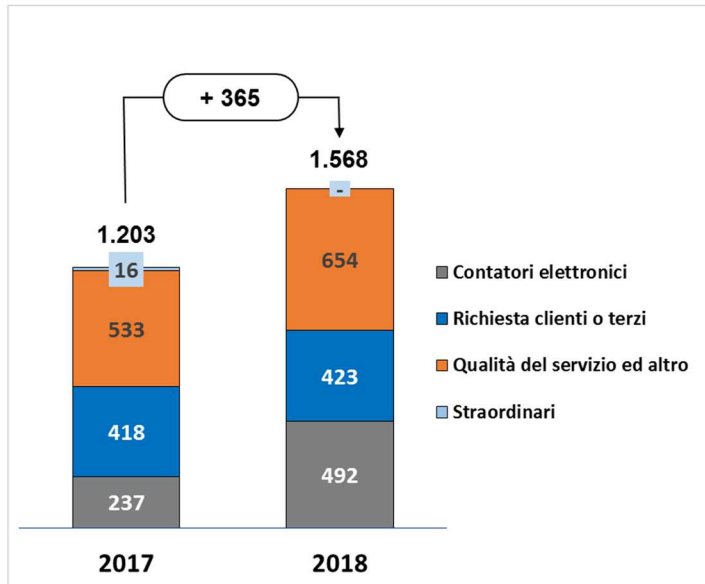
Nel 2018 è stata avviata la sperimentazione di un quadro di media tensione (DY907), isolato in aria e a prova di arco interno, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina senza trasformazione MT/BT.

Si è provveduto ad acquisire n.30 quadri che saranno installati 29 nella Zona L'aquila-Teramo ed uno in Zona Palermo. Si prevedono le installazioni entro aprile 2019.

Investimenti

Gli investimenti tecnici realizzati nel corso del 2018 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli adeguamenti alle prescrizioni e agli adeguamenti tecnologici.

Milioni di euro



Gli investimenti per richiesta clienti e terzi registrano un incremento di euro 5 milioni rispetto ai consuntivi dell'anno 2017 in relazione principalmente all'incremento delle richieste di adeguamento al carico per criticità sulla rete. Gli investimenti per la connessione dei clienti presentano un incremento degli adeguamenti della rete effettuati a seguito delle richieste degli operatori di telecomunicazioni per posa fibra sugli impianti di e-distribuzione per circa 12 milioni di euro compensati da analogo riduzione degli investimenti per la connessione degli impianti di

generazione da fonti rinnovabili.

Gli investimenti in contatori elettronici (inclusi gli apparati di teletrasmissione) registrano un incremento di euro 255 milioni rispetto all'anno 2017, conseguenza del piano *Open Meter*, approvato dall'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) con la deliberazione 222/2017/R/eel del 6 aprile 2017, che prevede la sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione. Al 31 dicembre 2018 su un parco contatori elettronici installati di circa 35,9 milioni, circa 7,1 milioni sono di seconda generazione di cui 5,6 milioni installati nel corso del 2018.

Gli investimenti in qualità del servizio, adeguamenti ed interventi a seguito guasti registrano un incremento di euro 121 milioni rispetto al 2017.

Gli investimenti per la qualità del servizio del 2018 sono riconducibili prevalentemente al contenuto della delibera 646/2015/R/eel ARERA, che ha definito la regolazione per la continuità del servizio, qualità della tensione e promozione selettiva degli investimenti per il periodo di regolazione 2016-2023, nonché al Piano Resilienza. I primi sono finalizzati principalmente al miglioramento e/o mantenimento dei livelli di qualità raggiunti che prevedono il riconoscimento di premi a fronte di miglioramenti conseguiti ovvero di penali in caso di mancato rispetto dei target mentre quelli per Resilienza sono finalizzati ad incrementare la resilienza delle reti ai principali fattori di rischio meteorologici identificati. Tali investimenti sono perfezionati attuando una politica selettiva degli interventi, basata su principi di *risk-based asset management* e sulla valutazione economica dei costi rispetto ai benefici attesi in termini di continuità del servizio. Gli investimenti in qualità nel 2018 presentano un notevole incremento rispetto al 2017 (circa 114 milioni di euro) principalmente per effetto dell'incremento dei lavori legati al Piano Resilienza per circa 130 milioni di euro, come da piano comunicato all'ARERA.

Negli investimenti in adeguamento si rileva un minor importo di euro 15 milioni rispetto ai consuntivi dell'anno 2017 legato al contenimento delle attività per lavori finalizzati all'adeguamento tecnologico e negli interventi per

adeguamenti a normative di carattere ambientale. Questo contenimento è compensato dall'incremento negli interventi per risoluzioni criticità in parte conseguenza degli eventi metereologici di natura eccezionale registrati nel corso del 2018.

Nel corso del 2018 si sono registrate operazioni straordinarie per un valore pari a euro 1 milione relativi alle acquisizioni dai Comuni di Sabeltrand e Novalesa e dalle società Iren e Ireti.

Politica ambientale

Nel 2018 e-distribuzione S.p.A. ha mantenuto la certificazione del Sistema di Gestione Integrato per la Salute e Sicurezza sul Lavoro, l'Ambiente, la Qualità, l'Energia, implementandolo con il sistema di Prevenzione della corruzione in conformità agli standard di riferimento (UNI EN ISO 14001, UNI EN ISO 9001, OHSAS 18001, UNI CEI EN ISO 50001 e UNI ISO 37001). Le visite ispettive effettuate nel corso dell'anno dall'Ente di Certificazione (RINA) si sono concluse con esito positivo, senza evidenziare alcuna Non Conformità.

Il Sistema di Gestione garantisce, tra l'altro, il continuo controllo di tutti gli aspetti ambientali significativi connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica, ed è applicato in tutte le strutture organizzative e per tutti gli impianti della Rete (oltre 1 milione di km di elettrodotti e più di 400.000 cabine di trasformazione).

Al fine di individuare e monitorare gli impatti sull'ambiente delle proprie attività operative, e-distribuzione si è dotata inoltre dell'Istruzione Operativa n°1437 del 14/05/2018 "Identificazione e valutazione degli aspetti e degli impatti ambientali", che esamina le condizioni operative e le situazioni di emergenza.

Coerentemente con tale impostazione è stato aggiornato il documento di Politica Integrata Sicurezza e Salute sul Lavoro, Ambiente, Qualità, Energia e Prevenzione della Corruzione, che definisce i principi in base ai quali e-distribuzione gestisce le proprie attività:

- ricerca l'ottimizzazione economicamente sostenibile dei processi aziendali, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori, della qualità del servizio, della razionalizzazione dei consumi energetici e della prevenzione della corruzione;
- stabilisce e persegue obiettivi per il miglioramento e la sostenibilità delle prestazioni aziendali per creare valore condiviso per l'Azienda e le Parti Interessate e, a tal fine, sviluppa e applica le migliori tecnologie disponibili;
- valuta costantemente i rischi per la salute e la sicurezza connessi ai processi lavorativi e adotta un approccio sistematico al fine di eliminare i rischi alla fonte o, quando ciò non è possibile, minimizzarli, avendo come fine il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni";
- valuta costantemente i rischi per la prevenzione della corruzione connessi alle attività del business e adotta un approccio sistematico al fine di eliminare i rischi alla fonte;
- assicura l'utilizzo di attrezzature e strumenti nello svolgimento dell'attività lavorativa conformi ai requisiti di salute, sicurezza e qualità;
- valorizza e arricchisce il patrimonio di esperienze e conoscenze comuni attraverso la formazione continua del personale e la diffusione delle informazioni;
- adotta le azioni necessarie per il raggiungimento della piena soddisfazione dei clienti;
- promuove ad ogni livello (dipendenti, fornitori, terzi) iniziative per accrescere la consapevolezza e incentivare condotte ambiziose in tema di ambiente, sicurezza, salute sul lavoro ed efficienza energetica;
- persegue iniziative per comunicare efficacemente la politica e la gestione in materia di sicurezza, ambiente, qualità ed efficienza energetica;
- promuove lo sviluppo di tecnologie innovative per l'ambiente attraverso la creazione di reti intelligenti (smart grids) nonché di soluzioni di gestione digitale degli asset che ne migliorano le prestazioni;
- utilizza i migliori fornitori e promuove il loro coinvolgimento nel raggiungimento degli obiettivi della Società;

- soddisfa gli obblighi legali di conformità nonché gli impegni volontari applicabili;
- collabora con le autorità e con gli organismi qualificati per favorire interventi di tutela dell'ambiente e di prevenzione e protezione in materia di sicurezza e salute dei lavoratori;
- verifica periodicamente i principi della politica e la gestione dei processi della Società, in coerenza con gli obiettivi strategici e gli indirizzi del Gruppo.

Nel rispetto di tali principi e in continuità con gli anni precedenti, e-distribuzione nel corso del 2018 ha messo in campo una serie di attività volte a contenere l'impatto sull'ambiente delle reti elettriche:

- studi accurati dei tracciati delle linee elettriche;
- soluzioni tecnologiche innovative nella costruzione dei nuovi impianti;
- utilizzo esclusivo della soluzione in cavo per la costruzione delle linee di bassa tensione ed estensione dell'impiego del cavo per le linee di media tensione;
- specifiche di approvvigionamento orientate ad apparecchiature isolate in SF₆ sigillate o con tasso di perdita controllato e attenzione al recupero/riciclo del gas, con interventi formativi specifici rivolti al personale che effettua attività sulle suddette apparecchiature, al fine di ridurre al minimo le emissioni durante la messa in servizio, la revisione, il funzionamento ed il trattamento di fine vita delle stesse;
- eliminazione progressiva delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, anche in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- attenta gestione dei rifiuti attraverso l'implementazione di supporti informatici, l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e l'impegno al recupero;
- monitoraggio della performance ambientale attraverso la misura dei principali indicatori quali % rifiuti recuperati, dismissione TR con PCB, perdite ed emissioni di SF₆, Bonifiche e tutela della Biodiversità;
- attuazione, in collaborazione con le amministrazioni competenti e di controllo, dei decreti ministeriali 29 maggio 2008 relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misura e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- controllo delle eventuali situazioni di interferenza degli elettrodotti con riferimento ai campi elettrici e magnetici di cui alla Legge 36/2001 e DPCM 8 luglio 2003;
- continuo monitoraggio delle criticità ambientali ed effettuazione delle visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- attività di bonifica e ripristino ambientale a seguito di incidenti che coinvolgono impianti, avvalendosi di imprese appaltatrici specializzate in tale ambito con adeguata qualificazione;
- progetti e accordi con enti locali e organismi nazionali sulla tutela della biodiversità che prevedono azioni di stabilizzazione, ripopolamento e monitoraggio di specie animali minacciate.

Per quanto attiene alcuni risultati numerici delle performance ambientali di e-distribuzione S.p.A. nel 2018, si evidenzia che – rispetto al 2017 – la percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da e-distribuzione S.p.A. è aumentata dal 66% al 70%, mentre la percentuale di trasformatori in olio con PCB in servizio si è ridotta dallo 0,32% allo 0,17% sul totale di quelli installati.

Risparmio energetico negli usi finali

Con la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN2017 2021-2030) si è ribadito nuovamente quanto sancito dalla SEN attualmente in vigore, ovvero che, Insieme alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla competitività, flessibilità e indipendenza energetica e alla riduzione delle emissioni climalteranti, l'efficienza energetica continua a rappresentare in Italia una priorità, al fine di raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21.

I certificati bianchi continuano ad essere, da molti anni, strumento cardine per il perseguimento dell'obiettivo di efficientamento energetico del paese. Ai sensi del decreto Bersani n.79/99, le imprese distributrici hanno l'obbligo di raggiungere obiettivi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia. A tal fine è stato istituito, a partire dal 2005, un sistema regolatorio che ha posto in capo ai distributori, sia di energia elettrica che di gas, l'obbligo di conseguire obiettivi di efficienza e di risparmio energetico, in termini di milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) (D.M. 20/07/2004 e D.M. 21/12/2007), da conseguire con riduzioni di energia primaria negli usi finali. Con D.M. del 28 dicembre 2012 sono stati fissati gli obiettivi dal 2013 al 2016 e con il D.M. dell'11 gennaio 2017 sono stati fissati gli obiettivi per gli anni dal 2017 al 2020.

Il meccanismo costituito si basa sull'acquisizione da parte dei distributori di "Titoli efficienza energetica" (c.d. TEE o certificati bianchi): un TEE è un certificato che attesta il conseguimento di un risparmio energetico pari a 1 TEP. I TEE sono emessi dal Gestore dei Servizi Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati a valle di una certificazione da parte del Gestore dei risparmi conseguiti.

In particolare per il solo settore elettrico i nuovi obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi sono i seguenti:

- a) 2,39 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- b) 2,49 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- c) 2,77 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- d) 3,17 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

Per adempiere agli obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i Distributori possono:

- attuare i progetti direttamente oppure tramite società controllate;
- acquistare i TEE da soggetti terzi: la compravendita può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito e regolato dal Gestore dei Mercati Energetici. I soggetti volontari che possono accedere al meccanismo dei TEE sono:
 - Energy Service Company (ESCO);
 - soggetti con obbligo di nomina dell'Energy Manager ai sensi dell'art. 19 comma 1 legge n. 10/91;
 - società che provvedano alla nomina dell'Energy Manager su base volontaria o si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001;
 - imprese distributrici con un numero di clienti finali inferiore a 50.000.

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale, nella misura minima del 60% (l'ultimo D.M. 11.01.2017 conferma tale soglia minima che era stata sancita per gli anni d'obbligo 2015 e 2016 dal precedente D.M. 28/12/2012, mentre negli anni precedenti, 2013 e 2014, era stata fissata al 50%) consegnando al Gestore dei Servizi Energetici Titoli di Efficienza Energetica equivalenti a tale obiettivo. Con il D.M. dell'11 gennaio 2017 è stato ridotto da tre a due anni il periodo necessario ad assolvere all'obbligo: dall'anno d'obbligo 2017 il distributore oltre a dover assolvere il 60% dell'obbligo assegnato, deve completare la quota rimanente nell'anno successivo e non, come in precedenza, nei due anni successivi. Con il D.M. 10.05.2018 il periodo necessario a completare l'obbligo è stato nuovamente portato a 3 anni con il 60% da assolvere nel primo anno.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario. Fino all'anno d'obbligo 2016 (terminato il 31.05.2017) la modalità di calcolo del contributo era sancita dalla Delibera n. 13/14 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico che stabiliva un algoritmo per la determinazione del contributo tariffario strettamente correlato al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 giugno di ogni anno, veniva definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato ($t+1$), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo era impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE.

Con la Delibera ARERA n. 435 del 15 giugno 2017 e la Delibera n. 634 del 14 settembre 2017, valevoli a partire dall'anno d'obbligo 2017 (iniziato il 1° giugno 2017) la metodologia di definizione del contributo è stata in parte modificata.

Il contributo a preventivo, ridenominato in contributo di riferimento, viene calcolato secondo una formula che tiene conto delle medie di borsa degli ultimi due anni d'obbligo ponderate sui volumi scambiati sia in borsa che sui bilaterali.

Il contributo definitivo continua ad essere in funzione del prezzo medio di borsa, anche se il prezzo medio di borsa alla base del calcolo del contributo viene depurato dalle transazioni che, rispetto alla sessione precedente, subiscono una variazione sia positiva che negativa superiore al 12%. Il valore massimo della differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato, così come sopra definito (depurato dalle transazioni con variazione oltre il 12%) è stato mantenuto pari a 2 €/TEE solo per il 2017 e aumentato a 4€/TEE per il periodo 2018-2020.

E' stato inoltre introdotto un parziale criterio di competenza nella remunerazione dei TEE annullati in ciascun anno. Prima della nuova delibera sul contributo la remunerazione avveniva secondo un principio di cassa: tutti i TEE presentati per l'annullamento al 31 maggio di ciascun anno venivano remunerati, indipendentemente se si riferivano all'obbligo in corso o se erano il residuo degli anni precedenti, secondo la formula del contributo tariffario che si era formato in quell'anno, in coerenza con i costi che il soggetto obbligato aveva sostenuto.

Con l'introduzione di un parziale criterio di competenza la remunerazione segue il contributo dell'anno d'obbligo a cui i TEE annullati si riferiscono.

La percentuale sul residuo obbligo da assolvere entro l'anno successivo che verrà remunerata, a partire dall'anno d'obbligo 2018, secondo il criterio di competenza è stata definita nelle seguenti percentuali progressive:

- anno d'obbligo 2018 25%
- anno d'obbligo 2019 50%
- anno d'obbligo 2020 75%

Il valore del contributo tariffario di riferimento per l'obbligo 2017 è stato fissato a 170,29 euro/TEE.

Con il D.M. 10.05.2018 e la Del.487/2018 la formula del contributo è stata nuovamente modificata: è stato fissato un valore massimo del contributo pari a 250€ e l'introduzione nel calcolo, oltre agli scambi sulla borsa, anche dei contratti bilaterali compresi in un range di prezzo inferiore a 250€ e con una variabilità del +/-20%.Applicando la nuova formula del contributo per il periodo giugno-dicembre 2018 il risultato, alla data del 31.12.2018, si conferma un contributo definitivo provvisorio pari a 250€. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2018), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2018. Il nuovo D.M. ha introdotto anche la possibilità di acquistare titoli "fittizi", a cui non corrispondono progetti di efficientamento energetico, dal GSE ad un prezzo corrispondente a 260€/TEE (prezzo di acquisto pari a 10€ senza corrispondente corresponsione del contributo) al fine di ottemperare all'obbligo in mancanza di TEE sul mercato. Per accedere all'acquisto di tali titoli "fittizi" è necessario aver adempiuto con l'acquisto sul mercato di almeno il 30% dell'obbligo annuale (ad oggi non è stato

ancora chiarito se questa percentuale sia calcolata sull'obbligo minimo o sull'obbligo minimo più i residui degli anni precedenti).

e-distribuzione S.p.A., ricoprendo circa l'85% dell'obbligo nazionale per il settore elettrico e circa il 40% dell'obbligo complessivo nazionale, svolge un ruolo di primo piano nel mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.

A maggio 2018 e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 2.432.029 TEE, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2017, azzerando il residuo obbligo 2015 e coprendo parte del residuo 2016.

Al 31 dicembre 2018 la società ha provveduto ad acquistare (da giugno 2018 a dicembre 2018) ulteriori 1,1 milioni di titoli, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2018, almeno il 60% dell'obbligo 2018 (pari a 1,3 milioni di titoli), parte del residuo dell'obbligo 2017, oltre alla quota restante dell'obbligo 2016.

Nel corso del 2018, con l'obiettivo di riuscire ad adempiere oltre al 60% dell'obbligo 2018, anche l'elevato obbligo residuo del 2016, e-distribuzione S.p.A. ha cercato di diversificare la gamma delle offerte contrattuali, in un contesto di mercato che vede una riduzione dell'offerta complessiva di TEE con prezzi elevati ma stabilizzati intorno ai 260€/TEE.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31/12/2018 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 2, del 25/05/2018 e si compone di:

- Unità Tecniche Centrali: Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza e Ambiente; Qualità; Sviluppo Rete; Tecnologie di Rete; Open Meter Deployment.
- Unità di staff: Amministrazione; Pianificazione e Controllo; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- Unità territoriali: Macro Area Nord; Macro Area Centro; Macro Area Sud, articolate in 11 Unità di Distribuzione Territoriale, 77 Zone e 297 Unità Operative Rete;
- Progetto “Fibra Ottica” attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di Rete per la posa di fibra ottica”;
- Data Protection Officer, unità creata per adempiere agli obblighi della comunità europea ai fini della protezione dati sensibili.

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato di e-distribuzione S.p.A.

Le principali modifiche intervenute nell'anno riguardano la creazione della unità organizzativa di *Open Meter Deployment*, responsabile della campagna di installazione dei contatori di nuova generazione, precedentemente facente parte del progetto Fibra Ottica e Contatore Elettronico. Per dare maggior risalto alle tematiche di Salute e Sicurezza è stata anche prevista la separazione dell'unità di Salute, Sicurezza e Ambiente dalla Qualità.

Inoltre nel corso del 2018 è stato definito un nuovo modello organizzativo comunicato con la Disposizione Organizzativa n. 941 versione 3 del 24-12-2018, con decorrenza 7/01/2019, che prevede il superamento delle 3 Macro Aree e delle 11 unità di Distribuzione Territoriale, sostituite da 6 Aree Territoriali, oltre ad una rivisitazione dei perimetri e del numero di Zona e di Unità Operative.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A., essendo parte di una Società verticalmente integrata (Enel S.p.A.) ha adottato dal 2009 le prescrizioni previste dalla “normativa unbundling”.

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2018 del personale di e-distribuzione S.p.A. è pari a 15.142 unità, con un decremento netto di 641 unità rispetto al 31 dicembre 2017 dovuto a 993 cessazioni (di cui 837 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (120) verso altre Società del Gruppo. Nel 2018 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento di 136 impiegati, di cui 41 laureati, oltre a 39 operai in Apprendistato Scuola Lavoro nell'ambito del territorio dell'Abruzzo; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 58 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2017	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2018
Dirigenti	107	-	5	(3)	6	105
Quadri	1.032	-	38	(33)	41	1.002
Impiegati	7.852	136	614	(25)	36	7.385
Operai	6.792	278	336	(1)	(83)	6.650
TOTALE	15.783	414	993	(62)	-	15.142

(*) di cui 39 operai in Alternanza Scuola Lavoro

Sviluppo e Formazione

Le principali attività di sviluppo e formazione delle risorse umane per l'anno 2018 hanno riguardato:

- Il change management legato al riassetto organizzativo di e-distribuzione
- La realizzazione di iniziative per rafforzare la Cultura della sicurezza
- L'implementazione di iniziative di Digital Change Management
- La definizione e l'implementazione di percorsi formativi specialistici mirati.

Rispetto al primo punto, job rotation, osmosi e contaminazione sono i driver che hanno guidato il Leadership Program, percorso di analisi e consapevolezza sulle caratteristiche del Trasformational Leader che ha coinvolto oltre 200 Manager e Middle Manager.

Il Leadership Program ha permesso l'individuazione dei profili chiave che guideranno il nuovo assetto organizzativo ma, più in generale, ha favorito l'avvio di un percorso di potenziamento dello stile di leadership.

Le iniziative per consolidare la cultura della sicurezza hanno avuto come focus:

- il rafforzamento della catena del commitment
- un'attenzione alle dimensioni soggettive e organizzative legate alla sicurezza sul lavoro
- un'attività di analisi e sensibilizzazione relativa ai comportamenti sicuri anche attraverso uno strumento predittivo e interventi di formazione che hanno coinvolto le squadre operative.

Il Digital Change Management è stato caratterizzato da quattro direttrici: una maggiore consapevolezza attraverso workshop e attività di storytelling (*awareness*), la diffusione di cultura e sensibilità digitale con iniziative di reverse mentoring e l'individuazione di ambassador (*culture*), la creazione di un catalogo di competenze digitali da rilevare rispetto ai profili attesi e la definizione di iniziative di up-skilling (*capabilities*), il supporto all'evoluzione digitale tramite training e room agile (*transformation*).

Altro tema chiave approfondito nel 2018 è il Customer: La cultura del cliente si basa sia sullo sviluppo di un mindset che ponga il cliente al centro sia sulla capacità di rendere più efficiente e smart la user experience nella relazione con e-distribuzione.

Queste direttrici di sviluppo hanno caratterizzato anche le iniziative di formazione, a partire dell'induction dedicato a neo laureati e apprendisti. Oltre agli approfondimenti tecnici, infatti, grande attenzione è stata dedicata alle competenze soft e trasversali (project management, comunicazione efficace, storytelling) all'interno della cornice culturale *Open Power*.

Infine, sono state realizzate iniziative di formazione specialistica su:

- tematiche tecniche ed emergenti come Internet of Things, Smart Grid e Fibra Ottica
- ambiti funzionali specialistici di Esercizio e Manutenzione, Sviluppo Rete, Commerciale e Tecnologie di Rete

Relazioni sindacali

In coerenza con il modello di relazioni industriali vigente in Enel, le principali attività e iniziative che hanno riguardato Reti Italia nel corso del 2018 sono state presentate alle OO.SS., sia nazionali che territoriali, così come all'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza IR.

Il principale tema di interlocuzione del 2018 ha riguardato il riassetto territoriale della Rete che è stato oggetto di confronto a livello nazionale, trovando anche sul territorio degli opportuni momenti di illustrazione e approfondimento.

Le parole chiave della nuova organizzazione sono state la "semplificazione" dei livelli organizzativi e delle strutture territoriali e la "centralizzazione" delle attività presso le unità tecniche centrali.

In particolare sul versante "semplificazione" le modifiche principali sono state le seguenti:

- superamento delle 3 Macro Aree Territoriali;
- costituzione di 6 Aree Territoriali derivanti dall'aggregazione delle precedenti 11 DTR;
- ridefinizione dei perimetri di competenza di Zone e Unità Operative.

Circa le nuove Zone e Unità Operative nel definire le nuove aggregazioni si è tenuto conto delle caratteristiche di impianti e territorio, clienti gestiti nonché, di norma, dei confini degli enti amministrativi (regionali per le Zone e provinciali per le UO).

La seconda dimensione strategica della "centralizzazione" di attività è invece derivata dal ridisegno dei processi in ottica digitale. L'utilizzo di piattaforme digitali ha consentito di implementare la produttività e l'efficacia di alcuni processi standard di area commerciale quali "gestione reclami clienti" e "misura e ricostruzione consumi".

La seconda metà dell'anno è stata inoltre caratterizzata da un periodo di agitazione sindacale che ha portato all'apertura di una vertenza, con proclamazione di uno sciopero dalle prestazioni di lavoro straordinario dal 3 settembre al 2 ottobre, che ha trovato soluzione in un successivo verbale di accordo con le OO.SS. firmato a ottobre 2018.

L'attività dell'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza Infrastrutture e Reti ha accompagnato, con pareri e proposte, l'evoluzione delle relazioni sindacali sui temi della sicurezza. Più in particolare nel 2018 l'attività si è incentrata sull'analisi degli infortuni, sul monitoraggio dei provvedimenti disciplinari in caso di violazioni della sicurezza, sulla condivisione del documento PRE (Prevenzione Rischio Elettrico) e sul progetto SHE365 e relative azioni messe in campo sui temi della Safety.

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo oltre alle attività di formazione previste e alle iniziative avviate d'intesa con Holding e la Global Business Line, e-distribuzione S.p.A. ha implementato precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito riportato.

Active Safety at Work (ASW)

E' ripresa la produzione dei tag nel corso del 2018, con la completa fornitura di 30600 tag.

La ripartenza del progetto verso il territorio prevedeva l'aggiornamento con i tag 2.0 dei DPI del personale già munito del sistema, procedendo poi al coinvolgimento di altrettante nuove Zone, per ulteriori 1300 operatori.

Nel frattempo si è proceduto all'ulteriore sviluppo ed integrazione dell'App sugli smartphones del personale tecnico-operativo da parte di ICT, con abbandono del rapporto diretto di SSA con fornitori terzi. L'obiettivo è trovare poi sul mercato fornitori di hardware (tag) rispondenti alle specifiche e-distribuzione, che possano direttamente approvvigionare i fornitori dei DPI e che possano interfacciarsi con l'App sviluppata

E' stata sviluppata una nuova versione di ASW compatibile con i tag di prima e seconda generazione e con essa un'app LDC (Life Device Cycle) che consente ai fornitori di DPI di collaudare il funzionamento dei tag prima e dopo l'assemblaggio degli stessi nei DPI. Infine è stata sviluppata anche la webapp per la visualizzazione dell'intero ciclo di vita dei tag. La nuova applicazione consente di rilevare gli allarmi in tempo reale e la visualizzazione dei KPI di utilizzo della soluzione da parte degli operatori.

I 30.600 tag sono stati indirizzati in parte verso i fornitori di DPI, per l'associazione ai dispositivi di protezione ed il successivo invio alle unità richiedenti, ed in parte verso le Zone in cui il progetto era stato avviato nel 2015.

I fornitori, muniti di nuova app LDC di verifica dei tag hanno evidenziato nel mese di luglio/agosto dei problemi di qualità dei tag ricevuti, pertanto la diffusione degli stessi è stata bloccata in attesa di conoscere le cause delle difettosità riscontrate (eccessive morie di tag appena prodotti). Il fornitore è stato coinvolto dopo l'indagine interna (failure analysis), individuata la causa del malfunzionamento, ha adottato le azioni correttive. I tag difettosi saranno sostituiti in garanzia (si stima circa 10.000).

Il progetto si attuerà nel corso del 2019, tenendo conto del mutato perimetro organizzativo delle Aree/Zone.

Formazione di apprendistato (Operaio 2.0)

E' proseguita nel 2018 l'erogazione dei moduli del II° e III° anno per i circa 450 apprendisti assunti nel corso del 2016. Per costoro si è nel contempo aggiornato il percorso formativo introducendo nuovi contenuti afferenti ad argomenti tecnico/organizzativi (Digital Induction).

Formazione di apprendistato in alternanza scuola-lavoro

Nel 2018, i neo-diplomati del secondo ciclo di alternanza scuola lavoro avviato nel 2016, sono stati definitivamente inseriti in azienda con contratto di apprendistato professionalizzante della durata di 13 mesi e hanno iniziato il percorso di formazione a complemento di quello già realizzato in alternanza..

Accanto ad argomenti di carattere tecnico e di sicurezza sono previsti periodi di affiancamento operativo nelle squadre di appartenenza. In tal modo i gli apprendisti, già qualificati PAV BT, potranno acquisire la qualifica PES per l'esercizio delle reti MT/BT e l'idoneità ai lavori sotto tensione BT per la piena operatività sulle reti di e-distribuzione.

Nel corso del 2018 è proseguito inoltre il ciclo di apprendistato in alternanza scuola-lavoro avviato nel 2017 con due istituti tecnici dell'Abruzzo (Chieti e Teramo), che si concluderà nel 2019.

Infine, da settembre 2018 è stato avviato un quarto ciclo con due Istituti tecnici, uno a Torino e uno a Ravenna, focalizzato su contenuti digitali.

Sensibilizzazione infortuni stradali in itinere

In relazione al reiterarsi di eventi infortunistici di tipo stradale che hanno coinvolto nel 2017 e 2018 dipendenti e-distribuzione durante il tragitto casa lavoro e viceversa, ed il coinvolgimento di alcuni giovani colleghi con utilizzo di moto, è proseguita la campagna di sensibilizzazione sulla guida sicura rivolta a tutto il personale.

Progetto Comportamenti

“Sviluppo comportamenti sicuri”

Nel 2018 è proseguito il progetto comportamenti sicuri, sviluppato da e-distribuzione in collaborazione con l'istituto Piepoli, finalizzato all'individuazione di nuovi strumenti di prevenzione nell'ambito della sicurezza sul lavoro.

Dopo i focus group e la successiva fase di somministrazione del questionario a tutta la popolazione operativa, nel corso del 2018 – sulla base dei risultati del test on line, aggregati a livello di squadra, è stato progettato ed erogato uno specifico intervento formativo destinato alle 62 squadre in cui sono presenti 2 o più soggetti con propensione al rischio.

Tra luglio e novembre 2018 circa 700 operai che compongono tali squadre sono stati coinvolti in 29 sessioni formative su tutto il territorio. Le sessioni, della durata di 8 ore suddivise tra parti teoriche e lavori in sottogruppo, sono state condotte da formatori esterni.

Sulla base dei quanto emerso si procederà alla definizione di ulteriori step formativi che coinvolgeranno progressivamente le altre squadre.

Il progetto “comportamenti sicuri” è stato inoltre implementato per il personale delle Imprese appaltatrici. In analogia a quanto fatto per il progetto di e-distribuzione, sono stati realizzati 5 focus group con un campione rappresentativo delle diverse imprese appaltatrici, per consentire l'adattamento del questionario da somministrare nel corso del 2019 a tutto il personale operativo d'impresa.

“Comportamenti Autoprotetti”

Il progetto «comportamenti autoprotetti», meglio noto come progetto VIE, è stato sviluppato insieme all'Università di Genova – Dipartimento di Scienze della Formazione, con l'intento di costruire un format di training ricorrente tecnico relazionale per sviluppare e interiorizzare comportamenti sicuri ed autoprotetti nel personale operativo di e-distribuzione. Più in particolare il progetto è finalizzato allo sviluppo di un metodo di formazione in autoapprendimento con modalità focus group per far emergere e consolidare le “competenze professionali situate” come merge di skill tecniche, percettive, comunicative.

Il lavoro si è svolto con modalità di simulazione on the job in cui il personale operativo è stato coinvolto a turno nella simulazione di 5 scenari che replicano in modo del tutto realistico le attività tipiche della distribuzione. Ogni simulazione, registrata e contemporaneamente in streaming per gli osservatori, è stata analizzata e discussa in abbinamento alla compilazione di un questionario di auto ed etero valutazione e poi discusse, con la guida del team VIE, tramite l'ausilio di indicatori comportamentali della performance:

- check-list,
- analisi di filmati,
- auto ed etero valutazione della performance

Nel corso della ricerca sono stati sviluppati, raffinati e selezionati gli indicatori più adatti per aiutare i team a progettare interventi che permettano di migliorare le prestazioni individuali e di gruppo, in particolare per quel che riguarda la capacità di sapersi coordinare efficacemente e di garantire la resilienza nell'affrontare i rischi e superare gli imprevisti, aspetto critico per la gestione delle situazioni estreme.

I primi risultati mostrano che la formazione tramite simulazione ha effetti positivi significativi sulle capacità di Situational Awareness, Decision Making, Comunicazione, Teamwork e Leadership applicate al lavoro degli operai di e-distribuzione, ovvero sulle Competenze Professionali Situate (CPS). Questo risultato necessita comunque di essere confermato utilizzando un campione di indagine più ampio e diversificato e ampliando la sperimentazione.

La simulazione, quindi, è un intervento di sicurezza preventiva, che permette di osservare i comportamenti a rischio per modificarne l'incidenza. Sono in fase di valutazione evoluzioni del progetto che contemplano successive sessioni di analisi specialistiche per integrazione, interpretazione degli esiti e progettazione del format di recurrent training.

Progetto "Gestione del rischio aggressione"

E' un intervento formativo effettuato nel corso del 2018 per verificatori ed addetti alle verifiche con l'obiettivo di sviluppare nel personale tecnico addetto nuove competenze professionali di base, necessarie durante il lavoro di front line per fronteggiare professionalmente situazioni a rischio aggressione, con conoscenze e capacità di base, che consentano agli operativi di intercettare intenzioni aggressive dell'interlocutore, al fine di disinnescarle ed evitare ogni possibile forma di escalation.

Il programma e tematiche affrontate sono:

- Il "Rischio aggressioni" come rischio emergente (la ricerca europea ESENER)
- La capacità di osservare per prevenire
- Lo stile assertivo.
- La sperimentazione dei dispositivi (le App) di chiamata rapida delle Forze dell'Ordine
- Aspetti di natura giuridica
- Analisi di casi reali (raccolti nei focus effettuati su campioni rappresentativi di verificatori)
- Visione filmati
- La comunicazione Non verbale
- La Comunicazione assertiva e le frasi da correggere
- Simulazione (Role playing) di un secondo caso reale .
- Tecniche di de-escalation e principali errori da evitare
- Il Vademecum dei comportamenti corretti e quelli da evitare
- Questionario e Conclusioni

La metodologia adottata è stata del "Tailor made" (progettazione dedicata ed adattata) e "Learning by doing" (apprendimento operante) ovvero simulazioni di casi reali, esercitazioni e filmati.

L'iniziativa si sviluppa nelle seguenti tre fasi e tempi:

1. Addetti alle Verifiche e personale operativo (1600 operatori circa)
2. Recupero edizioni rimandate per le emergenze meteo (entro feb 2019)
3. La problematica dei distacchi (nuova platea allargata) e implementazione sull'intero territorio nazionale dei dispositivi di SOS (entro 2019).

Progetto SHE 365

Nel corso del 2018 ha avuto applicazione in e-distribuzione il Progetto SHE365 con l'obiettivo di:

- Rinforzare la catena del commitment su Salute, Sicurezza ed Ambiente

- Facilitare la nascita di nuove iniziative trasversali nelle varie Business Lines da chi lavora sul campo, a livello globale e locale
- Aumentare e consolidare il coinvolgimento degli appaltatori su Salute, Sicurezza ed Ambiente

Dopo la somministrazione di un questionario ad un campione scelto di persone dell'organizzazione, sono stati effettuati 10 workshop in tutte le DTR con il coinvolgimento di circa 330 persone complessivamente (dal Responsabile di DTR, al capo squadra ed all'operaio di Zona) per discutere di temi attinenti alla safety ed ai processi lavorativi.

Dai tavoli sono emersi temi che, opportunamente clusterizzati, hanno prodotto 3 iniziative che sono state ritenute efficaci per il raggiungimento degli obiettivi suddetti.

Queste iniziative sono identificate come:

1. Interazione ruoli (Owner HSE)
 - a. Prevedere incontri mensili Capo squadra e squadra per analisi impedimenti operativi e loro risoluzione, near miss e spunti di miglioramento. Invio evidenze di maggior rilievo a Capo UOR e Referente SIA Zona
 - b. Incontro periodico di sintesi a livello Zona e successivo allineamento Capo DTR/SIA
2. Post job evaluation (Owner HSE)
 - c. Prevedere incontri mensili Capo squadra e squadra per analisi impedimenti operativi e loro risoluzione, near miss e spunti di miglioramento. Invio evidenze di maggior rilievo a Capo UOR e Referente SIA Zona
 - d. Incontro periodico di sintesi a livello Zona e successivo allineamento Capo DTR/SIA
3. Riesame qualifiche PES (Owner HSE)
 - e. Riesame triennale qualifiche PES mediante verifiche tecniche, prove pratiche e colloquio con Datore di Lavoro o suo Delegato

Le attività di cui è owner HSE sono state avviate dal 1 dicembre 2018 avendone strutturato sviluppi e modalità applicative da parte delle unità territoriali.

Attività di controllo cantieri

Il ripetersi di gravi eventi infortunistici ha condizionato la linea di azione nei confronti delle imprese appaltatrici che sostanzialmente si riassumono nei seguenti punti:

- ✓ Incremento dei controlli fuori linea vs controlli in linea
- ✓ Intensificazione dei controlli sui rischi fondamentali (caduta dall'alto, rischio elettrico, taglio piante, schiacciamento) anche mediante terzi e Capi Squadra
- ✓ Pianificazione giornate controllo 100% cantieri impresa
- ✓ Applicazione metodologia ECoS per verifica dei processi nelle Unità Organizzative
- ✓ Extra controlli con Team Centrale
- ✓ Incontri locali per acquisizione sistemi controllo imprese e principali esiti

In aggiunta ai normali controlli in corso d'opera, sono stati progressivamente estesi anche alle imprese i controlli Fuori Linea, eseguiti da personale esperto in materia di sicurezza, al di fuori del territorio di propria competenza.

Ulteriore supporto nell'attività di controllo è stato richiesto ad associazioni di professionisti terzi allo scopo di incrementare ulteriormente il volume dei controlli.

Si è inoltre costituito un Team Centrale di circa 60 tecnici specialisti di controlli cantiere, coordinati da SSA, con l'obiettivo di elevare il livello di detection delle non conformità su tutte le tipologie di cantieri d'impresa.

I controlli fuori linea d'impresa sono così stati progressivamente incrementati a livello nazionale arrivando ad eseguirne 12.765 (7774 eseguiti dalle DTR, 1980 dal Team Centrale e 3011 nell'ambito del progetto OMD). Il numero di cantieri con almeno una irregolarità è risultato pari a 1.442 cantieri, il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 2,3% (n. 288 irregolarità rilevanti sul totale di attività controllate).

L'incremento dei controlli è stato accompagnato dall'incremento della severità delle sanzioni in caso di riscontri di non conformità rilevanti, che si sono concretizzate nelle seguenti azioni:

Introduzione NC rilevanti per nuovi contratti:

- ✓ Penali quadruplicate
- ✓ Modifica parametri vendor rating safety

Azioni immediate a fronte di non conformità grave:

- ✓ sospensione del preposto ed addetto impresa con obbligo di intervento formativo
- ✓ Sospensione totale o parziale delle attività lavorative con obbligo presentazione remediation plan
- ✓ In caso di reiterazione sospensione totale lavori e richiesta sospensione/revoca qualificazione
- ✓ Riammissione impresa subordinata all'attuazione del remediation plan e risultanze verifiche cantieri

Consuntivo preposti impresa sospesi 244 a cui si aggiungono 91 addetti sospesi, 19 eventi stop work, 3 sospensioni delle qualifiche e 1.282 penali applicate per un importo complessivo di circa 2,3 M€.

Oltre agli aspetti sanzionatori repressivi, si sono adottate metodiche preventive organizzando un corso di formazione specifico per preposti che ha coinvolto circa 1300 preposti d'impresa tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018.

Virtual Reality

Il progetto "Realtà Virtuale" è una innovativa modalità di formazione che coinvolge in modo realistico e dinamico gli operatori poiché consente di simulare differenti scenari tridimensionali di cantiere riproducendo fedelmente tutte le condizioni lavorative e gli effetti (anche negativi) delle azioni eseguite. Consente di esercitarsi su metodi di lavoro, procedure tecniche e di sicurezza fedelmente riprodotte negli scenari simulati. La molteplicità dei contenuti e la variabilità delle condizioni tecniche ed ambientali, consentono di simulare situazioni lavorative fruibili in crescenti e mutevoli condizioni di difficoltà.

L'utilizzo di sensori consente la manipolazione e il controllo dell'ambiente in modo consapevole e pienamente percettivo.

Ad oggi le simulazioni sviluppate riguardano le seguenti attività:

- Sostituzione fusibile MT
- Sostituzione quadro BT
- Sostituzione trasformatore MT/BT
- Sostituzione scaricatori
- Sostituzione IMS a parete.

- Sostituzione isolatore rigido su palo di linea tramite auto-cestello e con scala ad elementi innestabili in alluminio
- Apertura e chiusura colli morti
- Scavo buca giunti

Ogni simulazione è stata realizzata in condizioni di alta e scarsa visibilità sia in modalità guidata che in modalità libera con gestione dei possibili errori.

Tutti i Centri di Addestramento Operativo (3 Master e 9 Standard) sono dotati di kit completo RV per provare i vari scenari.

Parallelamente alla tecnologia del Virtual Reality è in forte sviluppo anche quella denominata Augmented Reality (AR), che trova efficaci applicazioni nel trasferimento direttamente in campo, con l'uso di tecniche multimediali sugli smartphones, d'informazioni utili alla corretta esecuzione di attività lavorative.

Revisione PRE

Nel 2018 si è completato il lavoro del GdL incaricato di effettuare la revisione delle Norme integrative per la Prevenzione del Rischio Elettrico (PRE) per recepire le novità normative introdotte dalle CEI EN 50110-1 2014-01 e dalla Norme CEI 11-27 2014-01.

L'attività ha portato all'elaborazione di un unico documento PRE, formalmente approvato durante la fase di inchiesta interna, con il coinvolgimento anche delle Unità Sviluppo Rete ed Esercizio e Manutenzione.

A valle dell'aggiornamento sui sistemi informativi aziendali (StWeb) nei primi mesi del 2019, si effettuerà il rilascio definitivo in esercizio della nuova revisione. Gli impegni di ICT legati ad ASID 2019 e alle problematiche della riconfigurazione organizzativa in atto, determinano una riduzione delle attività di sviluppo degli applicativi informatici indispensabili per l'effettivo avvio operativo delle nuove PRE. Allo stato una data stimata di possibile avvio è giugno 2019.

La formazione, che coinvolgerà la totalità del personale operativo e la grande parte dei tecnici (di Zona, PLA, TLV e turnisti dei centri operativi), avverrà preliminarmente all'avvio in esercizio.

Definizione modalità accesso all'infrastruttura elettrica per la posa di fibra ottica da parte delle imprese appaltatrici di Open Fiber

SSA ha continuato a collaborare con i colleghi dei progetti della Fibra Ottica per affinare le modalità di accesso in sicurezza alle infrastrutture della rete da parte delle imprese di Open Fiber.

Anche per il progetto dell'Open Meter Deployment (OMD) che riguarda le attività di sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione (CE2G), è stata fornita la collaborazione specialistica sui temi di sicurezza che impattano l'affidamento dei lavori e soprattutto i controlli nei cantieri da parte di tecnici di e-distribuzione impegnati in sorveglianza operativa.

Progetto Digitaly

A partire dal mese di Luglio 2018 è iniziato il progetto Digitaly relativamente ai processi HSE con l'obiettivo di individuare e risolvere le criticità legate ai processi individuati, approcciando l'analisi mediante la metodologia Agile. Il relativo Working Group è costituito da due team che affronteranno i seguenti processi:

- Formazione ed addestramento
- Controlli in cantiere (sicurezza ed ambiente)
- Prevenzione rischio cantieri

- Gestione rifiuti e adempimenti ambientali
- DPI, attrezzature e mezzi speciali
- Salute nei luoghi di lavoro
- Gestione Infortuni e Near Miss
- DVR e prove di Emergenza

Il progetto ha terminato le fasi iniziale, costituite da baseline + redesign dei processi ed a dicembre 2018 è stato presentato con esito positivo all'AD per approvazione. Le iniziative proposte si svilupperanno nel corso del biennio 2019-2020.

Virtual Check Point Contractors (VCPC)

Il numero degli smartphone distribuiti a fine 2018 risulta essere superiore alle 2500 unità.

Oltre al rilievo delle maestranze e mezzi presenti nel cantiere, con verifica dei profili professionali in automatico, coerentemente con il lavoro commissionato all'impresa, l'App consente anche l'acquisizione georeferenziata di foto relative all'applicazione delle 5 regole d'oro ed alle controventature dei sostegni. L'uso è un obbligo contrattuale ed è ormai diffuso tra le maestranze d'impresa.

Andamento infortunistico e Action plan a seguito analisi eventi

Tutte le comunicazioni degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa, vengono inviate, da parte della competente struttura di Safety di Holding, all'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A. che provvede ad inoltrarle all'Organismo di Vigilanza di e-distribuzione S.p.A..

Nel 2018 si registrano valori che evidenziano la riduzione del fenomeno infortunistico rispetto all'anno precedente, che conferma il trend decrescente degli ultimi 5 anni, del tasso di frequenza combinato che risulta pari a 1.55 (-3,7% vs 2017 - dato definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2017 pari a 1.67 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre un valore di 1.63 in diminuzione del 2,4%. Di seguito si riportano gli infortuni gravi/mortali occorsi nel 2018.

Nel corso del 2018 si è verificato un infortunio mortale nel mondo delle imprese appaltatrici, nell'ambito del progetto resilienza; il 21 agosto un operaio in Toscana (Arezzo) nel movimentare un sostegno è morto a causa del contatto di quest'ultimo con la sovrastante linea MT.

Si sono inoltre registrati 5 infortuni gravi, che hanno coinvolto sia il personale di e-distribuzione che delle imprese:

a) e-distribuzione:

- o Folgorazione per contatto con parti attive in tensione in cabina secondaria
- o Caduta dall'alto con la scala a sfilo durante l'attività di riparazione guasto su linea BT
- o Caduta in piano durante spostamento a piedi verso mezzo aziendale
- o Incidente marittimo durante spostamento con natante di servizio a Venezia

b) Imprese appaltatrici:

- o Caduta dal pianale del mezzo sul quale era stata caricata una bobina di cavo BT

Nel 2017 si erano verificati 3 infortuni mortale ad impresa.

Per gli infortunio gravi e mortali sono stati effettuati gli approfondimenti previsti, con la costituzione del Gruppo di Esperti, la redazione del rapporto di analisi, l'individuazione di azioni nei confronti dei soggetti coinvolti (impresa appaltatrice) e la proposta di iniziative di miglioramento, in attuazione della Policy 106 v3 del 10 luglio 2018.

A seguito dell'infortunio mortale è stata sospesa la qualifica all'impresa coinvolta.

Inoltre anche per gli infortuni "rilevanti" sotto il profilo del rischio operativo, indipendentemente dalla classificazione di "grave", sono state effettuate analisi finalizzate sempre alla individuazione delle cause e delle azioni di miglioramento e iniziative specifiche nei confronti dei soggetti coinvolti.

Il tasso di frequenza per le imprese appaltatrici (determinato sulla base dei dati di consuntivo delle attività svolte e dei dati forniti dalle imprese circa il numero di infortuni) dal valore di consuntivo del 2017 pari a 1,50 registra a fine dicembre 2018 un valore pari a 1,44 (in diminuzione del 4,2% rispetto al 2017).

Tutte le comunicazioni degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa, vengono inviate, da parte della competente struttura di Safety di Holding, all'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A. che provvede ad inoltrarle all'Organismo di Vigilanza di e-distribuzione S.p.A.

Risultati economico-finanziari

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici di e-distribuzione S.p.A. e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati, diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU (*International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea) adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio d'esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio d'esercizio e che il management ritiene utili al fine del monitoraggio dell'andamento della società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine trasporto energia: rappresenta il primo margine del core business ed indica la differenza tra i ricavi della gestione caratteristica, i costi di trasporto dell'energia e i costi di acquisto dell'energia per "usi propri".

E' calcolato sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Ricavi energia", rilevati tra i "Ricavi delle vendite e prestazioni";
- "Costi per acquisto energia", rilevati tra i costi per "Materie prime e materiali di consumo";
- "Costi per trasporto energia", rilevati tra i costi per "Servizi".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti ed Impairment".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" ad esclusione:

- delle "Attività per imposte differite";
- dei "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefici al personale";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" ad esclusione:

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", dei "Fondi rischi e oneri" e di talune poste incluse nelle "Altre Attività finanziarie correnti" e nelle "Altre Passività finanziarie correnti".

In particolare, nell'ambito del Capitale Circolante Netto, la *Posizione tributaria netta* è determinata sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Crediti per imposte sul reddito";
- "Altri crediti tributari";
- "Debiti per imposte sul reddito";
- "Altri debiti tributari".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei Fondi rilevati tra le passività, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte differite”.

Indebitamento finanziario netto: è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine” (comprese le quote correnti), dai “Finanziamenti a breve termine”, da alcune poste incluse nelle “Altre passività finanziarie correnti”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”, dei “Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine”, dei “Crediti finanziari e titoli a breve termine” e di alcune poste incluse nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

Risultati economici

La gestione economica dell'esercizio 2018 è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del Conto Economico, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando gli stessi con i dati del Conto Economico 2017.

Milioni di euro

	al 31 dicembre 2018	al 31 dicembre 2017	Variazione
Ricavi tariffari e Perequazioni	6.063	6.060	3
Costo trasporto e acquisto energia	(1.579)	(1.564)	(15)
Margine trasporto energia	4.484	4.496	(12)
Altre vendite e prestazioni	609	566	43
Altri ricavi	1.018	965	53
Altri ricavi	1.627	1.531	96
Costo del lavoro	(757)	(764)	7
Materiali	(97)	(148)	51
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(743)	(730)	(13)
Altri costi	(835)	(920)	85
Altri costi operativi	(2.432)	(2.562)	130
Margine operativo lordo	3.679	3.465	214
Ammortamenti e impairment	(1.175)	(1.153)	(22)
Risultato operativo	2.504	2.312	192
Oneri finanziari netti	(384)	(387)	3
Risultato prima delle imposte	2.120	1.925	195
Imposte	(613)	(593)	(20)
Risultato delle continuing operation	1.507	1.332	175
Risultato delle discontinued operation	-	-	-
RISULTATO DEL PERIODO	1.507	1.332	175

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.484 milioni, risulta diminuito rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.496 milioni). Il decremento, di euro 12 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'effetto negativo, pari a euro 27 milioni, dovuto alla riduzione delle tariffe di riferimento di distribuzione e misura rispetto al 2017 (Deliberazione n. 175/18 e 176/18 ARERA);
- all'effetto negativo, pari a euro 16 milioni, conseguente la rilevazione della sopravvenienza passiva, derivante dalla pubblicazione da parte dell'ARERA delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017 (Deliberazione n. 150/18 ARERA);
- all'effetto negativo, pari a euro 13 milioni, relativo alla sopravvenienza attiva registrata a marzo 2017, derivante dalla pubblicazione da parte dell'ARERA delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016 (Deliberazione n. 188/17 ARERA);
- all'effetto negativo, pari a euro 12 milioni, relativo alle sopravvenienze attive nette su costi di trasporto energia anni precedenti, rilevate nel 2017;
- all'effetto negativo, pari a euro 2 milioni, relativo alla maggiore remunerazione degli investimenti incentivati ed allo storno ricavi per rimborso oneri FPE;
- all'effetto positivo, pari a euro 27 milioni, relativo all'iscrizione dei maggiori ricavi relativi alla modifica del *lag regolatorio* normato con Deliberazione n. 654/15 ARERA;
- all'effetto positivo, pari a euro 19 milioni, dovuto alle variazioni intervenute nelle stime della perequazione perdite di rete;

- all'effetto positivo, pari a euro 14 milioni, di sopravvenienze attive derivanti dal ricalcolo delle perequazioni 2017.

Altri ricavi

Gli Altri ricavi, pari a euro 1.627 milioni (euro 1.531 milioni nel 2017), evidenziano un incremento di euro 96 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale aumento si riferiscono:

- all'iscrizione dei proventi riferiti al reintegro degli oneri di sistema versati e non riscossi, effettuato da CSEA ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018, in seguito di apposita istanza presentata da e-distribuzione, pari a euro 146 milioni;
- all'iscrizione del corrispettivo, pari a euro 128 milioni, relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas);
- all'aumento dei contributi di connessione, pari a euro 89 milioni;
- all'incremento dei ricavi derivanti dai rimborsi per danni ad impianti, pari a euro 14 milioni;
- al decremento dei contributi da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), pari a euro 196 milioni conseguente ai minori volumi di TEE acquistati nel periodo nonché al minore contributo unitario definito rispetto allo stesso periodo del 2017;
- al decremento dei ricavi per altre vendite e prestazioni, pari ad euro 60 milioni, derivante principalmente alle minori vendite di materiali e prestazione di servizi a società del gruppo e terzi;
- al decremento, pari a euro 22 milioni, dei premi sulla continuità del servizio.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.432 milioni (euro 2.562 milioni nel 2017), evidenziano un decremento di euro 130 milioni riconducibile prevalentemente:

- al decremento degli oneri di efficienza energetica, pari a euro 169 milioni derivante dal minor prezzo sostenuto per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica e dai minori volumi acquistati;
- alla riduzione del costo dei materiali, pari a euro 51 milioni, in seguito principalmente ai maggiori volumi capitalizzati di contatori elettronici di seconda generazione e materiali MT/BT coerentemente con l'incremento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari;
- alla riduzione del costo del personale, pari a euro 7 milioni, riconducibile essenzialmente alla diminuzione del costo per salari e stipendi, pari a euro 14 milioni, in parte compensato dall'incremento degli oneri per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012, pari a euro 18 milioni e dall'aumento degli oneri sociali pari ad euro 12 milioni. La riduzione del costo del personale tiene conto anche dell'effetto delle maggiori capitalizzazioni, pari ad euro 25 milioni;
- all'incremento dei costi per servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 13 milioni. La variazione è riconducibile principalmente all'aumento dei canoni di noleggio e leasing da terzi, pari a euro 12 milioni, alle maggiori spese telefoniche, postali e per servizi informatici sostenute nell'anno, pari a euro 10 milioni e ai maggiori costi per servizi di manutenzione e riparazione da terzi, pari a euro 4 milioni. Tale incremento risulta parzialmente compensato dalla riduzione dei costi di amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti da società del gruppo, pari a euro 7 milioni e dai minori accantonamenti ai fondi rischi ed oneri pari a euro 6 milioni;
- all'effetto positivo, pari a euro 8 milioni, legato ai minori accantonamenti per rischi ed oneri effettuati nell'esercizio. In particolare, esso deriva principalmente:

- per euro 15 milioni dall'accantonamento, nel corso del 2017, effettuato in relazione agli impegni presentati da e-distribuzione S.p.A. a seguito della Determina ARERA n. 40/2017;
- Per euro 7 milioni dai maggiori rilasci rilevati nel corso del 2017 sul Fondo Vertenze e sul Fondo Rischi diversi
- all'incremento delle penali e degli indennizzi sulla qualità del servizio previsti dalla Deliberazione ARERA n. 646/15, pari a euro 75 milioni, nonché degli indennizzi sulla qualità dei dati di misura previsti dalla Deliberazione ARERA n. 463/16, pari a euro 6 milioni.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.679 milioni) ha subito un incremento di euro 214 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.465 milioni). Il decremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 12 milioni, e l'incremento degli Altri costi operativi (euro 130 milioni), sono stati parzialmente compensati dall'incremento degli Altri Ricavi, pari a euro 96 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.175 milioni) mostrano un incremento di euro 22 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.153 milioni). Tale incremento è collegato all'aumento delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari a euro 131 milioni, parzialmente compensato dalla riduzione dell'ammortamento delle attività materiali, pari a euro 94 milioni, e delle attività immateriali, pari a euro 15 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2018 chiude con un Risultato operativo di euro 2.504 milioni, in aumento di euro 192 milioni rispetto al risultato operativo del 2017 (euro 2.312 milioni), in seguito all'aumento del margine operativo lordo, pari a euro 214 milioni, e all'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 22 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 384 milioni nel 2018 (euro 387 milioni nel 2017), accolgono oneri finanziari per euro 438 milioni (euro 438 milioni nel 2017) e proventi finanziari per euro 54 milioni (euro 51 milioni nel 2017).

Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a euro 3 milioni, deriva principalmente:

- dall'incremento degli interessi attivi di mora, pari a euro 14 milioni;
- dall'iscrizione nel 2017 della plusvalenza, pari a euro 12 milioni, conseguente la cessione ad Enel S.p.A. del 100% della partecipazione in Enel M@p S.r.l. (oggi denominata Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.), nell'ambito della riorganizzazione societaria delle Global Business Lines e Global Service Functions da parte di Enel S.p.A.

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 613 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 569 milioni e la fiscalità differita netta, positiva, per euro 44 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 2.120 milioni, è pari al 28,9%.

Nel 2017 le imposte sul reddito risultano pari a euro 593 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 1.925 milioni, con un'incidenza del 30,8%. La riduzione percentuale dell'incidenza delle imposte è essenzialmente riconducibile allo specifico regime di detassazione applicabile al corrispettivo di euro 128

milioni, derivante dall'accordo sottoscritto tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'*earn out* connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

Risultato netto

Il Risultato netto del 2018 risulta pari a euro 1.507 milioni (euro 1.332 milioni nel 2017).

Analisi della struttura patrimoniale

La gestione patrimoniale dell'esercizio è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2018, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	12.351	14.914	(2.563)
Immobili, impianti e macchinari	15.991	15.347	644
Attività immateriali	291	213	78
Partecipazioni	1	1	-
Altre Attività non correnti	106	168	(62)
Altre passività non correnti	(4.038)	(815)	(3.223)
Capitale Circolante Netto:	(1.212)	(222)	(990)
Rimanenze	355	343	12
Crediti commerciali	3.895	4.890	(995)
Altre attività	201	145	56
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(1.894)	(2.356)	462
Posizione tributaria netta	100	133	(33)
Debiti commerciali	(2.729)	(2.726)	(3)
Altre passività correnti	(1.140)	(651)	(489)
Capitale investito lordo	11.139	14.692	(3.553)
Fondi Diversi:	673	(507)	1.180
TFR e altri benefici ai dipendenti	(362)	(397)	35
Fondo rischi ed oneri	(600)	(721)	121
Imposte differite nette	1.635	611	1.024
Attività nette destinate alla vendita	-	16	(16)
Capitale Investito Netto	11.812	14.201	(2.389)
Patrimonio netto	4.657	4.454	203
Indebitamento finanziario netto	7.155	9.747	(2.592)

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 12.351 milioni) mostrano un decremento di euro 2.563 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 (euro 14.914 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 644 milioni) e delle attività immateriali (euro 78 milioni) parzialmente compensato dalla riduzione delle altre passività non correnti (euro 62 milioni) e dall'aumento delle altre attività non correnti (euro 3.223 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 644 milioni, riflette la rilevazione:

- di investimenti, pari a euro 1.570 milioni;
- di ammortamenti, pari a euro 915 milioni;
- di disinvestimenti, pari a euro 11 milioni.

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 78 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli investimenti, pari a euro 117 milioni, parzialmente compensato dagli ammortamenti, pari a euro 39 milioni.

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 62 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- alla diminuzione, pari a euro 56 milioni, dei crediti e dei risconti attivi a medio/lungo termine verso la CSEA, iscritti a fronte degli acquisti dei progetti e dei titoli di efficienza energetica della Società;
- alla riduzione del credito IRES, pari a complessivi euro 6 milioni, derivante principalmente dal rimborso da parte dell'Agenzia delle Entrate del credito IRPEG relativo all'annualità 2003, pari a di euro 7 milioni, in seguito alle istanze forfetarie e analitiche presentate dalla Società nel 2009 e nel 2013 in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 e del D.L. 6 dicembre 2011 n. 201.

L'incremento delle Altre passività non correnti, pari a euro 3.223 milioni, deriva principalmente:

- dall'aumento dei risconti passivi per contributi, pari a euro 3.229 milioni, riconducibile all'applicazione retrospettiva, a far data dal 1° gennaio 2018, del nuovo principio contabile IFRS 15 sui contributi ricevuti dalla clientela (pari a euro 3.691 milioni) e alle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2018 (pari a euro 186 milioni), parzialmente compensato dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 324 milioni) e dalla riclassifica, nelle altre passività correnti, della quota di risconti passivi che sarà "riversata" a conto economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 324 milioni);
- dall'incremento dei risconti passivi sui diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società, pari a euro 50 milioni;
- dalla riduzione dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 40 milioni;
- dalla riduzione della quota a medio/lungo termine delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012, pari a euro 12 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 1.212 milioni, mostra un incremento di euro 990 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 (negativo per euro 222 milioni). Tale variazione deriva essenzialmente dalla riduzione dei crediti commerciali (pari a euro 995 milioni), della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 33 milioni) e dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 462 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle altre passività correnti (pari a euro 489), delle rimanenze (pari a euro 12 milioni), delle altre attività correnti (pari a euro 56 milioni) e dei debiti commerciali (pari a euro 3 milioni).

L'incremento dei Crediti commerciali, pari a euro 995 milioni, è riconducibile alla riduzione dei crediti verso terzi, pari ad euro 807 milioni e alla diminuzione dei crediti verso Società del Gruppo, pari a euro 188 milioni (in particolare per euro 142 milioni verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A., per euro 30 milioni verso Endesa Distribucion Electrica S.A. e per euro 20 milioni verso Enel Energia S.p.A.). La riduzione dei crediti commerciali verso terzi deriva dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2017, delle operazioni di cessione crediti pro-soluto (pari a euro 512 milioni) e dalle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali per trasporto energia operate sia in seguito al *restatement* effettuato ai fini IFRS 9 (per euro 21 milioni), sia per tener conto dell'andamento operativo del 2018 (per euro 219 milioni). La riduzione dei crediti commerciali è in parte anche conseguenza della diminuzione delle tariffe degli oneri di sistema intervenuta nel 2018. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento, pari a euro 170 milioni, dei crediti da abolizione Regulatory Lag, coerentemente con l'andamento degli investimenti.

La riduzione della Posizione tributaria netta positiva, pari a euro 33 milioni, deriva sostanzialmente:

- dalla rilevazione del saldo a credito, tra gli acconti versati e la stima delle imposte (IRES e IRAP) per l'esercizio 2018, pari a euro 32 milioni (al 31 dicembre 2017 il saldo netto tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio e gli acconti versati risultava a debito per euro 15 milioni);

- dalla rilevazione al 31 dicembre 2018, del credito derivante dalla liquidazione IVA di Gruppo, pari a euro 76 milioni (al 31 dicembre 2017, la Società risultava a credito per euro 156 milioni).

Il decremento dei Debiti netti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a euro 462 milioni, è riconducibile ai seguenti principali effetti:

- alla riduzione dei debiti per oneri generali di sistema, pari a euro 506 milioni, essenzialmente per la minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema e, in particolare, per l'azzeramento della componente ARIM intervenuto nel secondo semestre 2018;
- alla riduzione dei debiti per perequazioni pari a circa euro 30 milioni, in prevalenza riconducibile all'iscrizione di una sopravvenienza attiva a rettifica del debito per perequazione perdite di rete;
- all'incremento dei debiti per penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 53 milioni, in conseguenza del maggior debito per penali titolo IV della deliberazione ARERA n. 646/15, iscritto nel 2018 rispetto all'esercizio precedente;
- al decremento dei Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 6 milioni, derivante dall'incasso del credito maturato sui TEE iscritti nel 2017 e dall'iscrizione del credito relativo ai titoli acquistati per l'obbligo relativo all'anno 2018, pari a euro 280 milioni, parzialmente compensato dall'effetto della cessione pro-soluto, effettuata nel mese di dicembre 2018, pari a euro 265 milioni;
- alla diminuzione dei crediti verso la CSEA in seguito ai maggiori indennizzi erogati ai clienti e da rivalere sul Fondo Eventi Eccezionali (pari a euro 2 milioni) e dei crediti connessi al premio sulla continuità del servizio (pari a euro 17 milioni);
- all'incasso dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV, per complessivi euro 98 milioni (di cui 33 milioni relativi a sopravvenienze), compensati dall'iscrizione dei crediti netti per i meccanismi di perequazione del 2018, pari a euro 64 milioni;

L'aumento delle Altre passività correnti, pari a euro 489 milioni, deriva essenzialmente:

- dall'incremento dei risconti passivi verso terzi, pari a euro 185 milioni, e verso società del Gruppo, pari a euro 129 milioni, in prevalenza riconducibile alla riclassifica, dai conti dei risconti passivi a medio e lungo termine, della quota che sarà "riversata" a conto economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 324 milioni);
- dall'aumento degli acconti su contributi da enti e organismi comunitari, pari a euro 68 milioni, sostanzialmente in seguito all'erogazione dell'anticipo del contributo concesso sui progetti della Società ammessi al bando PON "Imprese e Competitività" 2014-2020 FESR;
- all'incremento dei debiti verso clienti, pari a euro 60 milioni, in conseguenza dei maggiori debiti per indennizzi in materia di qualità del servizio;
- all'aumento degli acconti su lavori per conto altre società del gruppo, pari a euro 42 milioni e, in particolar modo, verso la società Open Fiber S.p.A. e connessi alla posa della fibra ottica sulle reti di e-distribuzione S.p.A. (per euro 36 milioni).

L'incremento delle Rimanenze, per euro 12 milioni, deriva principalmente dall'aumento delle rimanenze di materiali connessi alla realizzazione del Progetto Resilienza e/o destinati al ripristino di linee guaste a seguito

di eventi atmosferici avversi, in parte compensati dalla riduzione delle giacenze di contatori di seconda generazione in seguito alle installazioni effettuate nell'esercizio 2018.

L'aumento delle Altre attività correnti, pari a euro 56 milioni, è sostanzialmente riconducibile:

- all'iscrizione di crediti verso impresa assicuratrice, per euro 16 milioni, in seguito al riconoscimento del rimborso dei danni agli impianti provocati da eventi meteo avversi del marzo 2015;
- ai maggiori crediti per anticipi versati a fornitori terzi e per altre partite afferenti i fornitori, per euro 15 milioni;
- al credito verso la società Enel Si per l'anticipo versato per l'acquisto di TEE, pari ad euro 33 milioni
- alla riduzione dei risconti attivi per premi di assicurazione pari a euro 11 milioni.

Fondi diversi

La composizione dei Fondi diversi è esposta nella tabella seguente:

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
TFR e altri benefici ai dipendenti	362	397	(35)
Fondo rischi e oneri futuri	600	721	(121)
Imposte differite nette:	(1.636)	(611)	(1.025)
Passività per imposte differite	16	16	-
Attività per imposte differite	(1.652)	(627)	(1.025)
Totale	(674)	507	(1.181)

La variazione in diminuzione dei Fondi diversi, pari a 1.181 milioni, è conseguenza essenzialmente:

1. del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 35 milioni, attribuibile sostanzialmente alle uscite del personale avvenute nel 2018 ed alla conseguente rideterminazione dei piani;
2. del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 121 milioni, derivante principalmente:
 - dal Fondo esodo stanziato a fronte degli accordi siglati nel settembre 2013 e nel dicembre 2015 attuativi delle disposizioni previste dall'art.4 della legge 92/2012, che è stato interessato da euro 18 milioni di accantonamenti, da euro 117 milioni di utilizzi;
 - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 5 milioni di accantonamenti, da euro 10 milioni di utilizzi e da euro 5 milioni di rilasci a conto economico;
 - dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 8 milioni di accantonamenti e da euro 18 milioni di utilizzi;
3. dell'incremento delle Imposte differite nette, pari a euro 1.025 milioni, derivante principalmente dalla rilevazione dell'effetto fiscale connesso all'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2018, dei nuovi principi contabili IFRS 15 (euro 1.055 milioni) e IFRS 9 (euro 5 milioni).

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 11.812 milioni (euro 14.201 milioni al 31 dicembre 2017), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.657 milioni e da mezzi di terzi per euro 7.155 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.657 milioni, è composto dal Capitale Sociale, pari a euro 2.600 milioni, dalla Riserva legale pari a euro 520 milioni, dalle Altre riserve (compresi gli Utili e Perdite portati a nuovo), per euro 30 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.507 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 7.155 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 8.132 milioni) e dalle Passività finanziarie (euro 21 milioni), parzialmente compensati dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (positivo per euro 441 milioni) e dalle Attività finanziarie (euro 557 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	Variazione
Indebitamento a breve termine	338	(2.557)	2.895
Quota corrente Mutui BEI	(106)	(133)	27
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	358	(1.425)	1.783
Finanziamento a breve termine v/Enel Finance International	-	(1.000)	1.000
Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma)	(21)	(28)	7
Attività finanziarie correnti	196	118	78
Indebitamento a m/l termine	(7.493)	(7.190)	(303)
Mutui BEI	(1.632)	(1.339)	(293)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(804)	(893)	89
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(1)	-	(1)
Finanziamento a medio/lungo termine vs. società controllante	-	-	-
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Finance International	(5.500)	(5.500)	-
Attività finanziarie non correnti	444	542	(98)
Indebitamento finanziario netto	(7.155)	(9.747)	2.592

L'incremento delle Disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 1.783 milioni, deriva essenzialmente:

- dal flusso di cassa positivo dell'attività operativa, pari a euro 2.967 milioni (al netto dei flussi relativi al pagamento degli oneri finanziari netti per euro 363 milioni e delle imposte per euro 616 milioni);
- dalla rinuncia da parte di Enel S.p.A. al credito finanziario vantato sul c/c intercompany intrattenuto con la Società, pari a euro 2.275 milioni;
- dal pagamento dei dividendi sul risultato netto del 2017 pari ad euro 949 milioni;
- dall'incasso di due nuove tranche del finanziamento *Open Meter* per complessivi euro 400 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 223 milioni;
- dal rimborso del finanziamento a breve termine a Enel Finance International N.V., pari a euro 1.000 milioni;
- dal flusso di cassa assorbito dall'attività di investimento, pari a euro 1.678 milioni.

Il decremento delle Attività finanziarie non correnti, pari a euro 98 milioni, si riferisce essenzialmente:

- alla riclassifica nella voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine", pari ad euro 55 milioni, della quota a breve termine del credito finanziario relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE), iscritto in base a quanto previsto dalla Deliberazione ARERA n.157/2012;

- alla riclassifica nei crediti finanziari e titoli a breve termine, pari ad euro 43 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2019 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR1) definito dalle delibere ARERA n. 654/2015/R/eel in materia di tariffe, n. 583/2015/R/eel in materia di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e n. 646/2015/R/eel in materia di qualità del servizio e di remunerazione degli investimenti innovativi. In ottemperanza a tale quadro regolatorio, ad inizio dicembre è stata pubblicata la delibera 639/2018/R/eel che aggiorna i parametri base del WACC e fissa per il triennio 2019-2021 a 5,9% il tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali della distribuzione e misura del settore elettrico. Inoltre, alla fine di dicembre sono state pubblicate le delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel che aggiornano per il 2019 i valori delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali domestici e non domestici con una sostanziale invarianza del gettito rispetto al 2018.

Entro la fine di marzo 2019 ARERA provvederà inoltre a pubblicare le tariffe di riferimento provvisorie di e-distribuzione attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi per il 2019 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica. La regolazione prevede che i ricavi riconosciuti di e-distribuzione, come per il 2018, non risentiranno di una eventuale variazione negativa del numero dei clienti, della domanda di energia e di potenza prelevata.

Per quanto attiene alla gestione operativa, nel 2019 la Società confermerà il suo impegno incentrato sia sulla digitalizzazione, volta al miglioramento dei processi attraverso l'automatizzazione, semplificazione delle attività e rafforzamento dell'efficienza complessiva, sia sulla *customer centricity*, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio.

Relativamente agli investimenti, nel 2019 la Società continuerà a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l'adeguamento delle reti di distribuzione, promuovendo l'innovazione tecnologica (*smart grids*), l'utilizzo efficiente delle risorse e l'ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti dagli impianti di generazione distribuita. Nel 2019, si confermano gli elevati livelli di investimento del 2018, mirati soprattutto alla digitalizzazione, al miglioramento dei livelli di qualità del servizio, della resilienza e delle performance della rete. A tali investimenti si aggiungono gli interventi previsti per l'avvio del Programma Operativo Nazionale finanziato dal MISE e del Programma Operativo Regionale della Regione Sicilia. Nello specifico, sul tema resilienza proseguirà la realizzazione del piano di interventi presentato ad ARERA a giugno 2018, al fine di incrementare la resilienza delle reti ai principali fattori di rischio identificati, il manicotto di ghiaccio e le ondate di calore.

Inoltre, nel 2019 è previsto un ulteriore incremento dei volumi di installazione massiva dei contatori di nuova generazione, ovvero Contatori 2G, in sostituzione dei contatori di prima generazione. Il progetto di installazione dei Contatori 2G, unitamente all'aggiornamento del sistema centrale di telegestione e telelettura, riveste un'importanza strategica per il Paese, apportando notevoli benefici per il consumatore finale in termini di maggiore consapevolezza delle abitudini di consumo e incentivo all'efficienza energetica, costituendo, inoltre, la base per lo sviluppo delle reti di distribuzione in ottica *smart grids* e di ulteriori funzionalità rispetto a quelle già disponibili oggi.

Come previsto dal D.lgs. n. 33/2016, in attuazione alla Direttiva 2014/61/UE, nel 2019 continuerà altresì la condivisione delle infrastrutture fisiche esistenti per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica in banda ultra larga agli operatori che intendono utilizzare l'infrastruttura di e-distribuzione per realizzare una propria rete in fibra ottica. In tale ottica, nel 2019 sono state previste maggiori risorse rispetto a quelle impiegate nel 2018, destinate agli adeguamenti delle reti per renderle idonee all'installazione della fibra ottica. Infine, continueranno le attività di fornitura di contatori elettronici e prodotti ICT correlati sia verso alcune società esterne, sia del Gruppo Enel.

Altre informazioni

Informazioni su rischi e incertezze

e-distribuzione S.p.A. svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, come illustrato nelle Note di Commento, tale attività, svolta in regime di concessione, è sottoposta alla regolazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che definisce le modalità di erogazione e di remunerazione del servizio.

Con riferimento a tali modalità, si rinvia al paragrafo dedicato al "Quadro normativo e tariffario", mentre per l'analisi delle principali caratteristiche della concessione si rinvia a quanto riportato nella Nota di commento n.2.

Per quanto riguarda i rischi di integrità, si rimanda al paragrafo "Corporate Governance" delle Note di commento.

Anche per l'informativa relativa ai rischi e alle politiche di gestione dei rischi di oscillazione dei tassi di interesse, al rischio di credito e al rischio di liquidità si rinvia alle Note di Commento.

Azioni proprie e azioni di società controllanti

La Società non possiede direttamente o indirettamente azioni proprie o azioni della società controllante. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni sulle azioni della Società. Non sono, infine, state effettuate operazioni sulle azioni della società controllante né direttamente né indirettamente.

Attività di ricerca

Le attività di ricerca vengono sostenute nell'ambito delle iniziative evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo" e vengono imputate a Conto Economico nell'esercizio in cui vengono sostenute.

Sedi secondarie

La Società ha aperto una *branch* in Romania per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering.

Informativa sugli strumenti finanziari derivati

Con riferimento all'informativa circa l'uso degli strumenti finanziari richieste dall'art. 2428, comma 2, punto 6-bis) del Codice Civile, si evidenzia che al 31 dicembre 2018 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse e sul rischio di cambio, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency forwards*. Tali strumenti derivati hanno la finalità rispettivamente di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile e di copertura del rischio cambio euro/dollaro riguardo le operazioni connesse all'acquisto di contatori digitali e concentratori.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note di Commento.

Informativa sulle parti correlate

Relativamente ai rapporti con le imprese collegate, l'impresa controllante e con le imprese sottoposte al controllo di quest'ultima, si rinvia alle Nota di Commento n.51.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Relativamente ai fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio si rinvia alla Nota di commento n. 55

Attività di direzione e coordinamento

La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A.. Per tali informazioni si rinvia alla Nota di Commento n.57.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 1.507.436.878,73 come segue:

- quanto a euro 1.507.220.000,00, come dividendo dell'esercizio 2018, nella misura di euro 0,5797 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2018 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 216.878,73 come Utili portati a nuovo.

Assemblea del 18 aprile 2019

L'Assemblea ordinaria, con il voto favorevole del rappresentante dell'unico azionista Enel S.p.A., tenuto conto dell'informativa fornita dal Presidente dell'Assemblea in merito al Decreto Legge *"Misure urgenti per la crescita economica"* e del conseguente invito a valutarne i contenuti, delibera di destinare l'utile netto di esercizio, pari ad euro 1.507.436.878,73, a riserva degli utili portati a nuovo, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2018 è pari al 20% del Capitale Sociale.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2018	2017
Ricavi			
Ricavi delle vendite e prestazioni	5	6.677.010.916	6.625.944.041
Altri ricavi e proventi	6	1.012.950.847	964.773.515
	<i>[SubTotale]</i>	7.689.961.763	7.590.717.556
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	7	668.662.654	493.920.214
Servizi	8	2.313.607.474	2.288.872.537
Costo del personale	9	1.071.579.180	1.052.479.397
Ammortamenti e Impairment	10	1.174.647.581	1.152.574.878
- di cui Impairment IFRS 9		220.130.190	-
Altri costi operativi	11	835.303.541	920.493.425
Costi per lavori interni capitalizzati	12	(877.968.668)	(629.968.982)
	<i>[SubTotale]</i>	5.185.831.762	5.278.371.469
Risultato operativo		2.504.130.001	2.312.346.087
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	13	-	12.162.089
Proventi finanziari da contratti derivati	14	3.342	1.819.870
Altri proventi finanziari	15	54.306.732	36.547.006
Oneri finanziari da contratti derivati	14	29.084.729	30.629.327
Altri oneri finanziari	15	409.122.382	407.610.311
	<i>[SubTotale]</i>	(383.897.037)	(387.710.673)
Risultato prima delle imposte		2.120.232.964	1.924.635.414
Imposte	16	612.796.085	592.422.472
Risultato delle continuing operation		1.507.436.879	1.332.212.942
Risultato delle discontinued operation		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		1.507.436.879	1.332.212.942

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2018	2017
Risultato netto dell'esercizio		1.507.436.879	1.332.212.942
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	35	9.626.333	5.265.818
	<i>[Subtotale]</i>	9.626.333	5.265.818
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	35	1.547.774	(3.400.776)
	<i>[Subtotale]</i>	1.547.774	(3.400.776)
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	35	11.174.107	1.865.042
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.518.610.986	1.334.077.984

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
ATTIVITA'					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	17	15.990.760.720	15.347.018.539		
Attività immateriali	19	291.327.366	212.630.917		
Attività per imposte differite	20	1.652.008.691	627.274.303		
Partecipazioni	21	792.427	792.427		
Derivati	22	53.514	-		
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	444.446.071	541.893.949		
Altre attività non correnti	24	106.428.199	168.082.702		
	[Subtotale]	18.485.816.988	16.897.692.837		
Attività correnti					
Rimanenze	25	355.113.966	342.771.430		
Crediti commerciali	26	3.895.634.309	4.889.766.344		
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	261.489	560.636		
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	246.083.532	258.571.366		
Crediti per imposte sul reddito	28	51.470.142	19.671.636		
Altri crediti tributari	29	78.063.788	158.679.095		
Derivati	22	2.506.785	-		
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	486.058.780	118.146.856		
Altre attività finanziarie correnti	31	-	1		
Altre attività correnti	32	197.781.559	144.169.869		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	68.391.037	197.044.192		
	[Subtotale]	5.381.365.387	6.129.381.425		
Attività classificate come possedute per la vendita	34	-	16.162.338		
TOTALE ATTIVITÀ		23.867.182.375	23.043.236.600		

		al 31.12.2018	al 31.12.2017
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		3.772.513.759	1.486.339.652
Utili/(Perdite) accumulati		(1.715.591.572)	367.803.325
Totale Patrimonio Netto	35	4.656.922.187	4.454.142.977
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	36	7.937.613.370	7.731.668.373
Benefici ai dipendenti	37	362.197.073	397.058.650
Fondi per rischi e oneri	38	454.587.808	584.206.874
Passività per imposte differite	20	16.274.075	16.156.279
Derivati	22	97.922.029	96.770.193
Passività contrattuali	5	3.618.818.703	-
Altre passività non correnti	39	321.459.804	718.401.490
	<i>[Subtotale]</i>	12.808.872.862	9.544.261.859
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	36	271.467	2.621.526.224
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	195.286.621	222.833.991
Fondi per rischi e oneri	38	145.888.232	136.326.451
Debiti commerciali	40	2.728.804.391	2.725.526.862
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	42	2.140.466.109	2.614.657.540
Debiti per imposte sul reddito	43	-	15.079.407
Altri debiti tributari	44	29.439.229	30.029.415
Derivati	22	67.945	10.469.130
Passività contrattuali	5	583.144.895	-
Altre passività finanziarie correnti	45	89.784.625	95.825.636
Altre passività correnti	46	488.233.812	572.487.842
	<i>[Subtotale]</i>	6.401.387.326	9.044.762.498
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	34	-	69.266
Totale Passività		19.210.260.188	18.589.093.623
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		23.867.182.375	23.043.236.600

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione	Riserva disponibile	Riserva da riduzione del Capitale Sociale	Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH	Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Altre riserve	Utili/(Perdite) accumulate	Totale Patrimonio netto
Totale al 31 dicembre 2016	Note	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232		648.192.752	(85.353.698)	(197.916.371)	454.694	483.530.384	4.568.004.993
Riparto Utile 2017:											
- Distribuzione dividendi										(1.447.940.000)	(1.447.940.000)
- Utili portati a nuovo											
Utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio							5.265.818	(3.400.776)		1.332.212.942	1.334.077.984
di cui:											
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto							5.265.818	(3.400.776)			1.865.042
- Utile dell'esercizio										1.332.212.942	1.332.212.942
Differenze di arrotondamento											
Totale al 31 dicembre 2017	35	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232		648.192.752	(80.087.880)	(201.317.147)	454.694	367.803.326	4.454.142.977
Applicazione IFRS 15										(2.624.964.664)	(2.624.964.664)
Applicazione IFRS 9										(16.867.112)	(16.867.112)
Totale al 1° gennaio 2018	35	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	-	648.192.752	(80.087.880)	(201.317.147)	454.694	(2.274.028.450)	1.812.311.201
Rinuncia al credito Enel SpA					2.275.000.000						2.275.000.000
Riparto Utile 2017:											
- Distribuzione dividendi										(949.000.000)	(949.000.000)
- Utili portati a nuovo											
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo							9.626.333	1.547.774		1.507.436.879	1.518.610.986
di cui:											
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto							9.626.333	1.547.774			11.174.107
- Utile dell'esercizio										1.507.436.879	1.507.436.879
Differenze di arrotondamento											
Totale al 31 dicembre 2018	35	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	2.275.000.000	648.192.752	(70.461.547)	(199.769.373)	454.694	(1.715.591.571)	4.656.922.187

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Risultato d'esercizio		1.507.436.879	1.332.212.942
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	10	954.128.699	1.062.925.361
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	15	(471)	(8.587)
Accantonamenti e rilascio ai fondi	8-9-11	34.559.052	36.239.494
Proventi da partecipazioni in società controllate, collegate e altre imprese	13	-	(12.162.089)
(Proventi)/Oneri finanziari netti	14-15	383.897.036	399.881.349
Imposte sul reddito	16	612.796.085	592.422.472
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	6-10-11	160.785.338	92.908.971
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.653.602.618	3.504.419.913
(Decremento) dei Fondi	37-38	(187.456.814)	(182.387.092)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	25	(12.342.536)	(114.441.140)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	5-26	834.846.869	(134.809.302)
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	22-23-24-31-44-45-46	(3.949.889.090)	33.123.063
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	27-42-24	(415.208.031)	112.148.086
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	40	3.277.529	(704.657.475)
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	5	4.016.747.720	-
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	14-15	54.120.000	38.366.875
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	14-15	(415.070.967)	(410.717.650)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	13	-	502.089
Imposte pagate	16-20-28-43	(616.026.614)	(343.636.690)
Cash Flow da attività operativa (A)		2.966.600.684	1.797.910.677
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	17-19	(1.679.976.734)	(1.255.223.436)
Acquisizione porzioni di rete	17-19	(581.248)	-
Vendita partecipazione in Enel M@p S.r.l.	21	-	11.800.000
Conguaglio ramo d'azienda Enel X S.r.l.	17-19	2.492.685	(16.093.072)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(1.678.065.297)	(1.259.516.508)
Finanziamenti a lungo termine incassati/rimborsati nel periodo	36	178.397.628	(97.493.917)
Variazione netta dei finanziamenti a breve	36	(709.370.531)	999.996.680
Dividendi pagati	35	(949.000.000)	(1.447.940.000)
Effetto ripatrimonializzazione Enel S.p.A.		2.275.000.000	
Variazioni nette di crediti e debiti finanziari	23-30-45	(300.331.413)	(60.699.954)
Cash flow da attività di finanziamento (C)		494.695.684	(606.137.191)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		1.783.231.071	(67.743.022)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	30-33	(1.424.478.648)	(1.356.735.626)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	30-33	358.752.423	(1.424.478.648)

Euro	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		(1.424.478.648)	(1.356.735.626)
Disponibilità liquide	33	197.044.192	140.791.649
c/c intersocietario	30	(1.621.522.840)	(1.497.527.275)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		358.752.423	(1.424.478.648)
Disponibilità liquide	33	68.391.037	197.044.192
c/c intersocietario	30	290.361.386	(1.621.522.840)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		1.783.231.071	(2.403.260.894)

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

e-distribuzione S.p.A. che opera nel settore della distribuzione di energia elettrica ha la forma giuridica di società per azioni ed ha sede in Roma, in Via Ombrone 2.

e-distribuzione S.p.A., optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato ad uso pubblico viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata. La controllante ha sede in Roma, in viale Regina Margherita 137, indirizzo presso il quale è possibile ottenere tale documento nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa.

Gli Amministratori in data 15 marzo 2019 ha determinato l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 e la sua messa a disposizione degli azionisti nei termini previsti dall'articolo 2429 del c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione dell'Assemblea in data 18 aprile 2019 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 del c.c. Ai fini di quanto previsto dal paragrafo 17 dello IAS 10, la presa in considerazione degli amministratori nella redazione del bilancio è il 15 marzo 2019, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

Il presente bilancio è stato assoggettato a revisione legale da parte di Ernst & Young S.p.A.

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* e dallo *Standing Interpretations Committee (SIC)*, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento.

Il Bilancio è corredato dalla Relazione sulla gestione predisposta secondo quanto previsto dall'art.2428 del Codice Civile.

Nello Stato Patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del Risultato netto delle *continuing operation* e di quello delle *discontinued operation*.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle *discontinued operation*.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'Euro (valuta funzionale della Società), mentre i valori riportati nelle note di commento sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente periodo

2. Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il *management* prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio. Le stime e le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate quando il valore contabile delle poste di bilancio non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del *management*, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Ricavi trasporto

I ricavi del trasporto di energia elettrica ai clienti del Mercato Libero, della Salvaguardia e della Maggior Tutela, sono rilevati secondo il principio della competenza e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata.

Attraverso la definizione di vincoli e tariffe obbligatorie, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base ad un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa.

Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente, quale

conseguenza della Delibera ARERA n. 654/2015. Per maggiori dettagli sulle novità introdotte da tale delibera, si rinvia a quanto commentato al paragrafo “Provvedimenti dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente”, nella Relazione sulla gestione.

Perequazioni

I ricavi rilevati nell’esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione per competenza economica dei seguenti meccanismi regolatori previsti dal “Testo Integrato delle disposizioni dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (TIT) per il periodo di regolazione 2016-2019”:

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa TD per i clienti domestici);
- perequazione dei costi di trasmissione, volto alla compensazione degli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Inoltre, essi vengono rettificati e/o integrati per tener conto anche della rilevazione per competenza economica dei seguenti ulteriori meccanismi regolatori:

- meccanismo di “perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione”, previsto dal “Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica (TIME) per il periodo 2016-2019” volto a garantire la copertura dei ricavi ammessi (al fine di riconoscere alle imprese distributrici che hanno installato i misuratori elettronici la relativa remunerazione del capitale investito e delle quote di ammortamento) a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe obbligatorie fissate dall’ARERA;
- meccanismo di “perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard”, regolato dalla deliberazione del 21 febbraio 2008 n.18/08 (modifiche al TIV) e s.m.i. che, nell’ambito del meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell’energia elettrica per il servizio di Maggior Tutela, pone in capo ai distributori gli squilibri derivanti dalla differenza fra perdite effettive e perdite standard (art. 13 *quinquies*). La deliberazione n. 377 del 23 Luglio 2015, ha aggiornato la normativa vigente attraverso la modifica dei fattori percentuali di perdita riconosciuti ai distributori e la distinzione tra coefficienti di perdita tecnica e commerciale;
- meccanismo di “perequazione Sisma Centro Italia”, introdotto con la deliberazione ARERA del 18 aprile 2017 n. 252/2017 e s.m.i. Tale deliberazione prevede che, per un periodo di 36 mesi a partire dalla data degli eventi sismici che hanno interessato le popolazioni dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria (24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 e 18 gennaio 2017), le componenti tariffarie per il servizio di Distribuzione, Misura e Trasmissione ed i corrispettivi per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni, subentri e volture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione.

Altri Ricavi e proventi

Continuità del servizio

La Delibera n. 646/15 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, prevede, per il periodo 2016-2023, che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi annuali assegnati sulla durata cumulata e sul numero medio per utente delle interruzioni. Obiettivo di tale sistema di

incentivazione è, in particolare, quello di promuovere il miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze territoriali a parità di grado di concentrazione e limitando il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti.

Sono inoltre previsti indennizzi forfetari ai singoli utenti BT ed MT in caso di superamento degli standard specifici di continuità di seguito indicati:

Grado di concentrazione territoriale	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Alta concentrazione: territorio dei comuni con più di 50.000 abitanti	8	4
Media concentrazione: territorio dei comuni con un numero di abitanti compreso tra 50.000 e 5.000	8	4
Bassa concentrazione: territorio dei comuni con meno di 5.000 abitanti	12	6

La regolazione dei clienti MT, invece, prevede indennizzi ai clienti che hanno adeguato i loro impianti elettrici a determinati requisiti tecnici indicati nella Delibera 646/15, altrimenti il distributore versa le penali al fondo "Qualità dei servizi elettrici" istituito presso ARERA. Questi indennizzi sono erogati al superamento di un numero massimo di interruzioni che ARERA considera compatibile con lo standard richiesto. Le penalità per il superamento degli stessi standard per le interruzioni occorse ai clienti MT che non hanno adeguato il loro impianto elettrico nelle modalità previste in Delibera saranno invece versate da e-distribuzione S.p.A. al fondo di cui sopra.

E' possibile che a seguito di possibili controlli operati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente sui dati di continuità del servizio forniti dalla Società, i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio, ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Con Deliberazione n. 487/18 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha stabilito un nuovo algoritmo per la determinazione del contributo tariffario, definendo anche un valore massimo di riconoscimento pari a 250€/TEE. La nuova formula del contributo che recepisce in toto quanto già definito dal DM 10 maggio 2018 si basa sul prezzo medio degli scambi intervenuti nel mercato organizzato di Borsa e introduce anche il prezzo dei soli bilaterali scambiati a prezzi inferiori ai 250€/TEE e compresi in un range di più o meno il 20%. Questo calcolo determina il contributo solo se inferiore o uguale a 250€/TEE altrimenti il contributo è fissato a 250€/TEE.

Applicando la formula del contributo definitivo utilizzando il prezzo medio degli scambi intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra giugno e dicembre 2018 (parte dell'anno d'obbligo 2018 che si concluderà a maggio 2019), il risultato sarebbe un contributo definitivo provvisorio alla data del 31.12.2017 pari a 250,00€/TEE €/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2019), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2019.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della Società godono di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non finanziarie

Il valore contabile delle attività non finanziarie viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non finanziaria si basa sulle stime e assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di attività non finanziarie abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale.

Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Determinazione del *fair value* di strumenti finanziari

Il *fair value* degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati, utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, la Società include la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) sia proprio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del *fair value* degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 50 "Fair value measurement". Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul *fair value* rilevato in bilancio per tali strumenti.

Recupero futuro di imposte differite attive

Al 31 dicembre 2018 il bilancio comprende imposte differite attive, connesse alla rilevazione di componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte differite attive è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte differite attive rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

e-distribuzione S.p.A. è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi principalmente ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha altresì riguardato la valutazione di strumenti finanziari e la valutazione dell'obsolescenza di magazzino. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili utilizzati.

Giudizi del management

Applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se il concedente:

- controlla o regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per la Società, il *management* ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi della concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica. Sulla base di tali analisi, le condizioni applicative previste dall'interpretazione in esame non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo dell'infrastruttura.

Ricavi provenienti da contratti con clienti (rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15)

Individuazione del contratto

La Società analizza con cura le condizioni e termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.

Individuazione e adempimento delle obbligazioni di fare

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, la Società valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi, sia la natura della promessa nel contesto contrattuale, tenuto conto di tutti i fatti e le circostanze relative al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolamentare.

Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, la Società valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente. La Società determina in primo luogo se l'obbligazione di fare risponde ai criteri per la rilevazione di ricavi nel corso del tempo. In caso di trasferimento del controllo nel corso del tempo, la Società sceglie un metodo adeguato di valutazione dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, in funzione sia della natura dei beni o servizi promessi che dell'obbligazione di fare stessa. In caso di non soddisfacimento di nessuno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo, la Società determina il momento in cui il cliente ottiene il controllo, verificando che complessivamente gli indicatori di trasferimento dello stesso ne indichino l'acquisizione da parte del cliente.

In particolare, considerato che il principio IFRS 15 modifica le principali nozioni e principi relativi alla rilevazione dei ricavi, e-distribuzione S.p.A. ritiene che le previsioni del nuovo principio impongano una valutazione specifica con riferimento alle seguenti tipologie di ricavo:

- > I contratti di trasporto di energia elettrica ai clienti finali prevedono un'unica obbligazione di fare (trasporto della commodity) in quanto la Società ha valutato che il contratto non fornisca servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, la Società analizza con attenzione i fatti e circostanze applicabili a ciascun contratto.

In ogni caso, la Società considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di trasporto di energia elettrica a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma i benefici della commodity man mano che quest'ultima gli è consegnata) quale parte di una serie di beni/servizi distinti (per es. ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi ed hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente. In tali casi, per la rilevazione dei ricavi, la Società applica un metodo di valutazione basato sugli output così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione;

- > I contributi ricevuti da clienti per la connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica richiedono una valutazione specifica da parte della Società che prenda in considerazione tutti i termini e le condizioni del contratto. Tale valutazione è finalizzata a valutare se il contratto include altri beni o servizi distinti, quali per esempio il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity o, in presenza di un contributo di connessione con "pagamento anticipato e non rimborsabile", corrisposto all'inizio del contratto o a una data vicina, un diritto significativo che dia origine ad un'obbligazione di fare.

In particolare, la Società valuta che la natura del corrispettivo ricevuto rappresenta un "pagamento anticipato e non rimborsabile" il cui pagamento riconosce al cliente un diritto significativo.

Conseguentemente, il contributo è rilevato nel corso del tempo in cui il pagamento fornisce al cliente un diritto significativo (ovvero il periodo in cui si prevede che il cliente possa beneficiare dell'accesso continuato al servizio senza dover corrispondere un ulteriore pagamento anticipato al rinnovo). Al fine di determinare se tale periodo debba essere esteso oltre la durata contrattuale iniziale, la Società prende in considerazione il quadro legale e regolamentare comunque applicabile al contratto e che interessa le parti. In tali casi, laddove esista un'attribuzione implicita del diritto significativo al cliente, la Società rileva il contributo di connessione lungo un periodo di tempo che si estende oltre la relazione con il cliente iniziale, considerando la durata della concessione come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi;

- > i lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, la società generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi basato sugli input, a meno che una analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso. In tali casi, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost) è considerato come il metodo migliore per rappresentare l'obbligazione di fare della società.

Determinazione del prezzo dell'operazione

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero, un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), la Società fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, la società utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. La Società include nel prezzo della operazione i corrispettivi variabili stimati solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Valutazione "principal/agent"

La società considera di agire in qualità di "principal" in tutte le tipologie di contratti con i clienti in quanto ha sempre la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto controlla i beni e/o servizi prima del loro trasferimento ai clienti.

Ripartizione del prezzo dell'operazione

Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare, in generale la Società ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi nelle obbligazioni di fare. La Società determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massimizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.

Se la Società valuta che un contratto comprende un'opzione su beni o servizi aggiuntivi che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.

Costi del contratto

Nelle tipologie contrattuali in essere al 31 dicembre 2018, non sono presenti costi incrementali per l'ottenimento del contratto con i clienti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 (direttamente correlati a un contratto identificato e sostenuti solo in caso di ottenimento del contratto) che si prevede di recuperare attraverso i rimborsi (recupero diretto) o i margini (recuperabilità indiretta).

Parti correlate

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione (Fopen e Fondenel), le società collegate di altre entità del gruppo, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché delle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, anche congiuntamente. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture

Per società controllate si intendono tutte le società di cui e-distribuzione S.p.A. ha il controllo. Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando la società è esposta, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

Per società collegate si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A. esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Per *joint venture* (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A., secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette della stessa. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del Patrimonio Netto.

Conversione delle poste in valute

Le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le passività non monetarie

denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. Le differenze di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.

Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale della collegata attività, costo o ricavo (o parte di esso) per la cancellazione di un'attività o passività non monetaria relativa al pagamento anticipato, la data dell'operazione è quella in cui la Società rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.

Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, la Società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

Misurazione del *fair value*

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, la Società applica l'IFRS 13.

Il *fair value* rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (cosiddetto *exit price*).

La valutazione al *fair value* suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale la Società ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il *fair value* di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del *fair value* una società tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie si considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior utilizzo;
- per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il *fair value* include l'effetto del c.d. "*non-performance risk*", ossia il rischio che la società non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio della Società;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del *fair value* su base netta.

Nella misurazione del *fair value* delle attività e delle passività, la Società utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il *fair value* stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, riferiti principalmente alla rete di distribuzione in concessione di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione del valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente

attribuibili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato e dei costi interni capitalizzati relativi essenzialmente a personale e materiali.

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura di altri servizi correlati sono rilevati al *fair value* alla data in cui il controllo è ottenuto.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiranno alla società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso. La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile
Fabbricati strumentali	40 anni
Linee di Alta Tensione	40 anni
Cabine Primarie	15-32-40 anni
Reti di Media e Bassa Tensione	35 anni
Contatori elettromeccanici	18 anni
Gruppi di misura bilancio energia	10 anni
Contatori elettronici	15 anni
Attrezzature	10 anni
Altri impianti e altri beni	2-5-10-17-20 anni

Inoltre, la vita utile delle migliorie su fabbricati di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Si precisa che nel corrente esercizio e-distribuzione S.p.A. ha effettuato una rivisitazione delle aliquote di ammortamento delle linee di media tensione e delle linee/prese di bassa tensione, supportata da una perizia richiesta ad un esperto indipendente, al fine di rappresentare la loro effettiva durata economica. L'analisi compiuta ha determinato in circa 35 anni la vita utile delle suddette categorie, più lunga rispetto a quella presa a riferimento nel processo di ammortamento fino al 31 dicembre 2017.

Gli effetti sono descritti nel commento alla voce n. 17 "Immobili, impianti e macchinari".

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione (i.e. alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra i proventi netti della cessione, determinati secondo i requisiti del prezzo dell'operazione dell'IFRS 15, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

e-distribuzione S.p.A. è concessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà procedere al riscatto delle infrastrutture, riconoscendo a e-distribuzione S.p.A. un equo indennizzo.

Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, mediando il valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto con la redditività degli stessi.

Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri dei beni presi in considerazione.

L'elemento patrimoniale sarà rappresentato dal costo di ricostruzione a nuovo degli impianti e delle altre infrastrutture oggetto del riscatto, al netto del degrado fisico e dell'obsolescenza tecnica.

Ai sensi dell'art.3, comma 2, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79 tale indennizzo per il riscatto sarà stabilito con regolamento del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Nell'espletamento del servizio e-distribuzione S.p.A. ha l'obiettivo di:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dalla competente Autorità di regolazione ai sensi dell'art.2, comma 12, lettera h) della Legge 481/1995, predisponendo le misure atte a garantire che siano soddisfatte tutte le ragionevoli esigenze degli utenti, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, e la parità di condizioni economiche e normative per ogni categoria di utenza;
- promuovere gli interventi volti a migliorare la qualità e i rendimenti del proprio sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in conformità agli indirizzi di politica industriale volti allo sviluppo dell'innovazione tecnologica;
- adottare tutti gli interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- potenziare le azioni di assistenza, consulenza ed informazione rivolte agli utenti per favorire l'uso razionale dell'energia;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti, adottando le misure idonee a contenere le emissioni inquinanti, con la gradualità consentita dalla normativa vigente e dalle esigenze connesse alla funzionalità del servizio elettrico;
- destinare adeguate risorse ai fini della formazione e qualificazione professionale del personale, affinché esso risulti sempre perfettamente idoneo in rapporto alle diverse specializzazioni richieste per il corretto ed efficiente esercizio degli impianti e più in generale, per lo svolgimento delle attività oggetto della concessione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando la Società è ragionevolmente sicura circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha la capacità e l'intenzione di completare l'attività per usarla o venderla, e che l'attività genererà benefici economici futuri.

I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri ed il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è la seguente:

Attività immateriali	Vita utile
Diritti di brevetto industriale	3 anni
Licenze d'uso software	3-5 anni
Licenze d'uso SAP	5 anni
Sistema di gestione cartografica informatizzata reti	5 anni

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo quanto previsto dall'IFRS 15 per il prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, delle attività immateriali e dell'avviamento, la società applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".

Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti.

Il valore recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita utile indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dalla Società siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della *cash generating unit*, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Strumenti finanziari

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e l'IFRS 9.

Un'attività o passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, la Società diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (*trade date*).

I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo della transazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando la Società applica l'espedito pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, la Società valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti summenzionati al loro *fair value* più, nel caso di un'attività finanziaria non al *fair value* rilevato a Conto economico, i costi di transazione.

Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al *fair value* rilevato a Conto economico, sulla base sia del modello di business adottato della Società sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.

A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (i.e. SPPI) è definita "SPPI test" e viene eseguita a livello di singolo strumento.

Il modello di business di e-distribuzione S.p.A. per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui la Società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in due categorie:

- > attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- > attività finanziarie designate al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulate all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale).

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.

Tali attività sono inizialmente rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a *impairment*.

Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per *impairment* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

In tale categoria, sono principalmente classificate le partecipazioni in società non quotate irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. La società può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.

Gli strumenti di capitale designati al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati ad *impairment*.

I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'*impairment*.

In base all'IFRS 9, dal 1° gennaio 2018, la Società applica un nuovo modello di *impairment* basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio *forward looking*. In sostanza, il modello prevede:

- > l'applicazione di un unico *framework* di riferimento a tutte le attività finanziarie;
- > la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;
- > la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. contract assets) e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per tali crediti, la Società, ai fini del calcolo delle perdite attese applica principalmente una definizione di *default* pari a 180 giorni di scaduto, considerato indicatore rappresentativo di incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in *default*, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.

e-distribuzione S.p.A. adotta un approccio analitico per i crediti commerciali da trasporto energia che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito; per le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti commerciali riferiti ad altre prestazioni, laddove siano superiori alla soglia del milione di euro, la Società applica un approccio analitico. Per i crediti commerciali per connessioni e servizi di misura, e-distribuzione S.p.A. applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti in cluster, tenuto conto dello specifico contesto di business e regolatorio di riferimento.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, la Società applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione di un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale. Secondo tale approccio, il fondo perdite attese su attività finanziarie è rilevato per un ammontare pari alle perdite attese per l'intera vita residua del credito, se il rischio di credito su tali attività finanziarie è aumentato significativamente, rispetto al momento della rilevazione iniziale, considerando tutte le informazioni ragionevolmente dimostrabili, ivi inclusi i dati prospettici.

Se, alla data di riferimento del bilancio, il rischio di credito sulle attività finanziarie non è aumentato in modo significativo rispetto alla rilevazione iniziale, la Società misura il fondo per perdite attese per un importo pari alle perdite attese a 12 mesi.

Per le attività finanziarie per cui, alla data di riferimento del precedente esercizio, la Società aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese sull'intera vita residua dello strumento, la Società rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.

La Società rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio ai sensi dell'IFRS 9.

La Società applica l'esenzione del *low credit risk*, evitando la rilevazione di un fondo perdite pari alle perdite attese per l'intera durata residua dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (i.e. titoli "*investment grade*").

I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e le perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, e-distribuzione S.p.A. utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla propria esperienza storica, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascun periodo di riferimento del bilancio. I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella Nota 47. "Strumenti Finanziari".

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando la Società diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al *fair value* rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Passività finanziarie al *fair value* rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie a *fair value* rilevato a Conto economico includono le passività finanziarie detenute per la negoziazione e le passività finanziarie designate al momento della rilevazione iniziale al *fair value* rilevato a Conto economico.

Le passività finanziarie sono classificate come "detenute per la negoziazione" quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine. In questa categoria sono compresi anche gli strumenti finanziari derivati stipulati dalla società e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9. I derivati impliciti scorporati dal contratto ospite sono anch'essi classificati come al *fair value* rilevato a Conto economico ad eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come efficace strumento di copertura.

Gli utili o le perdite delle passività al *fair value* rilevato a Conto economico sono rilevati a Conto economico.

Le passività finanziarie che all'atto della iscrizione iniziale sono designate come al *fair value* rilevato a Conto economico sono designate come tali alla data di prima rilevazione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono rispettati.

In tal caso, la parte della variazione di *fair value* attribuibile al proprio rischio di credito è rilevata nell'ambito del Conto economico complessivo.

La Società non ha designato alcuna passività finanziaria al *fair value* rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.

Le passività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono anche esse valutate al *fair value* rilevato a Conto economico.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- > la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");
- > la Società non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- > il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "sottostante", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
- > che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
- > che è regolato a una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del *fair value* positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" all'interno di "Altri modelli di business" e valutati a *fair value* rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sull'*hedge accounting*, si rinvia alla nota n. 49 "Derivati e *hedge accounting*".

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione, sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al *fair value* rilevato a Conto economico in quanto non si qualificano per l'*hedge accounting*, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione della Società di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (*embedded derivative*) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite") e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti della Società che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole o opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

Un derivato implicito in un contratto ibrido contenente un'attività finanziaria ospite non viene rilevato separatamente in quanto l'attività finanziaria ospite con derivato implicito deve essere classificata nella sua interezza come un'attività finanziaria al *fair value* rilevato a Conto economico.

I contratti, che non rappresentano strumenti finanziari da valutare al *fair value*, sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da incorporare e valutare al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

I derivati impliciti sono incorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- > il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al *fair value* rilevato a Conto economico;
- > i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- > un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel bilancio della Società al *fair value* rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dalla Società, sono fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla "*own use exemption*".

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al *fair value* rilevato a Conto economico solo se:

- > sono regolabili al netto; e
- > non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita della Società.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- > ai fini della consegna fisica;
- > per le normali esigenze di utilizzo e compravendita della Società.

La Società analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e *commodity* energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se sono stati sottoscritti per "*own use*".

Compensazione di attività e passività finanziarie

La Società compensa attività e passività finanziarie quando:

- > esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- > vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

TFR e altri benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Con riferimento alle passività per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano.

Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevate a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto economico.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali la Società paga contributi fissi ad una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefits

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale che per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui la società non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui la società rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di immobili, impianti e macchinari il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), la Società rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempimento del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a

riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate ad incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al *fair value*, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che la Società rispetterà tutte le condizioni previste dal governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico ad un tasso d'interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al *fair value* e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e i corrispettivi ricevuti. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando la Società riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che il bene al *fair value* dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditate a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Ricavi

La Società rileva i ricavi provenienti da contratti con clienti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui la Società si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti.

La Società applica questo principio cardine utilizzando un modello costituito da 5 fasi (step):

> individuazione del contratto con il cliente (step 1).

La Società applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti ricompresi nell'ambito di applicazione del principio quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i seguenti criteri:

- le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad adempiere le rispettive obbligazioni;
- i diritti a beni o servizi e le condizioni di pagamento sono identificabili;
- il contratto ha sostanza commerciale;
- è probabile che la Società riceva il corrispettivo a cui prevede di avere diritto.

Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti vanno rilevati come anticipi;

> individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).

La Società identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.

Come eccezione, la Società contabilizza come unica obbligazione di fare una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo.

Per ciascun bene o servizio distinto, la Società determina se agisce in qualità di “*principal*” o “*agent*”, a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima di trasferirlo al cliente. Fra gli indicatori di controllo figurano: l’aver la responsabilità primaria della fornitura dei beni o servizi al cliente, l’assunzione del rischio di magazzino e la discrezionalità nella definizione dei prezzi per i beni o servizi. Quando la Società agisce in qualità di “*agent*”, i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni a cui si aspetta di avere diritto;

> determinazione del prezzo dell’operazione (step 3).

Il prezzo dell’operazione rappresenta l’importo del corrispettivo a cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (ad esempio, alcune imposte sulle vendite e l’imposta sul valore aggiunto).

La Società determina il prezzo dell’operazione all’inizio del contratto (utilizzando i termini contrattuali legalmente applicabili e senza considerare l’eventualità che il contratto venga annullato, rinnovato o modificato) e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.

Nel determinare il prezzo dell’operazione, la Società considera se il prezzo dell’operazione include:

- corrispettivi variabili, quando il corrispettivo a cui la Società ha diritto in virtù del contratto può variare o il prezzo pattuito è fisso ma il diritto della Società al corrispettivo dipende dal verificarsi o dal non verificarsi di un evento futuro. L’importo del corrispettivo variabile stimato compreso nel prezzo dell’operazione è limitato all’importo per cui è altamente probabile che, quando successivamente sarà risolta l’incertezza associata al corrispettivo variabile, non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell’importo dei ricavi cumulati rilevati;
- corrispettivi non monetari ricevuti da un cliente, valutati al *fair value*;
- un corrispettivo da pagare al cliente che rappresenta una riduzione del prezzo della operazione, a meno che non sia un pagamento per beni o servizi distinti ricevuti da quel cliente;
- una componente di finanziamento significativa che può esistere se il momento del pagamento non corrisponde al momento del trasferimento dei beni o servizi al cliente;

> ripartizione del prezzo dell’operazione (step 4).

All’inizio del contratto la Società ripartisce il prezzo dell’operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l’importo del corrispettivo a cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.

Quando il contratto include un’opzione per l’acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo (un diritto significativo esiste se il cliente è in grado di ottenere l’opzione solo stipulando il contratto e l’opzione fornisce al cliente la possibilità di ottenere i beni o servizi aggiuntivi a un prezzo inferiore rispetto ai loro prezzi di vendita a sé stanti), la Società alloca il prezzo dell’operazione a tale obbligazione di fare (ossia, l’opzione) e differisce i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o la scadenza dell’opzione.

La Società, generalmente, ripartisce il prezzo dell’operazione sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso nel contratto (ovvero, il prezzo al quale la Società venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);

> rilevazione dei ricavi (step 5).

La Società rileva i ricavi quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta con il trasferimento del bene o servizio promesso al cliente, ovvero quando il cliente ne acquisisce il controllo (ossia, la capacità di decidere dell’uso dei beni o servizi e di trarne sostanzialmente tutti i benefici rimanenti o di impedire ad altri di fare altrettanto).

Come primo step, la Società determina se uno dei criteri di adempimento dell’obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto:

- il cliente riceve e utilizza simultaneamente i benefici derivanti dalla prestazione man mano che la Società la effettua;
- la prestazione della Società crea o migliora un'attività che il cliente controlla man mano che l'attività è creata o migliorata; o
- la prestazione della Società non crea un'attività che presenta un utilizzo alternativo per la Società, e la Società ha il diritto esigibile al pagamento della prestazione completata fino alla data considerata.

Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, la Società rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando:

- un metodo basato sugli output, ovvero sulla valutazione diretta del valore che hanno per il cliente i beni o servizi trasferiti fino alla data considerata rispetto ai beni o servizi promessi nel contratto che rimangono da trasferire;
- un metodo basato sugli input, ovvero sugli sforzi o input impiegati dalla Società per adempiere l'obbligazione di fare rispetto al totale degli input previsti per l'adempimento dell'obbligazione di fare.

La Società applica un unico e medesimo metodo di valutazione dei progressi realizzati dall'inizio del contratto fino al suo completo adempimento, in modo uniforme a obbligazioni di fare analoghe e in circostanze analoghe.

Nel caso in cui non è in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, la Società rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili.

Se l'obbligazione di fare non è adempiuta nel corso del tempo, la Società determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando anche i seguenti indicatori:

- un'obbligazione attuale a pagare;
- possesso materiale;
- titolo di proprietà;
- rischi e benefici della proprietà; e
- accettazione dell'attività.

Se la Società adempie l'obbligazione di fare trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, la Società rileva un'attività derivante da contratto con i clienti in relazione al diritto di ottenere il corrispettivo in cambio dei beni o servizi trasferiti al cliente.

Se il cliente paga il corrispettivo prima che si verifichi il trasferimento dei beni o servizi al cliente medesimo, la Società rileva una passività derivante da contratto con i clienti nel momento in cui è effettuato il pagamento (o in cui il pagamento è dovuto); tale passività sarà rilevata come ricavo quando la Società adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

Per quanto riguarda i criteri generali utilizzati per la rilevazione dei ricavi ai sensi dei precedenti principi, si rimanda alle note illustrative al bilancio al 31 dicembre 2017.

In particolare, secondo il tipo di transazione, i criteri utilizzati secondo l'IFRS 15 e i principi precedenti sono riepilogati come segue:

- > ricavi delle vendite di beni:
 - ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati quando i rischi e benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti al cliente;
 - ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se la Società considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;
- > ricavi per trasporto di energia elettrica:

- ai sensi dei principi precedenti, si riferiscono ai quantitativi trasportati nel periodo, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Dalla lettura dei contatori a consuntivo, storicamente non si sono registrate variazioni significative. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i ricavi ammessi previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
 - ai sensi dell'IFRS 15, la rilevazione dei ricavi è generalmente analoga, ma si basa su una valutazione sottostante diversa. Ciò deriva dal fatto che questi contratti prevedono di solito una unica obbligazione di fare (ossia, una serie) soddisfatta nel corso del tempo per la quale la Società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata;
- > ricavi per le prestazioni di servizi:
- ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
 - ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, valutati con un adeguato metodo che meglio riflette tali progressi, se la Società considera che l'obbligazione è adempiuta nel corso tempo. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost method*) sia adatto a misurare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare in questione;
- > ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari che in natura:
- ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se è identificato solo il servizio di connessione. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il *fair value* del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo, il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene utilizzato per fornire tali servizi;
 - ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. L'identificazione di beni o servizi distinti richiede un'attenta analisi dei termini e delle condizioni dei contratti di connessione. Per ulteriori dettagli su questo tema, si rimanda al paragrafo Giudizi del management;
- > ricavi per lavori su ordinazione:
- ai sensi dei principi precedenti, quando il risultato può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi sono rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.
- Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.
- Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.

Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo *cost to cost*, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività;

- ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel corso del tempo se la Società ritiene che la commessa preveda un'obbligazione di fare il cui adempimento avviene nel corso del tempo, valutando i progressi verso il completo adempimento di tale obbligazione mediante l'utilizzo di un metodo appropriato che meglio descriva tali progressi. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost method*) sia adatto a valutare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare in questione.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratto con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratto con i clienti.

Con riferimento ai ricavi derivanti da contratti con clienti fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 15, la Società rileva i ricavi dei leasing operativi secondo un criterio di competenza rispettando la sostanza del relativo accordo.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al *fair value* rilevato a Conto economico sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di *fair value* hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, o ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno alla Società e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di *fair value* di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Oneri per certificati di efficienza energetica

Gli oneri sostenuti per l'ottenimento dei certificati di efficienza energetica, utilizzati per l'adempimento della *compliance* dell'esercizio, sono rilevati tra gli "Altri costi operativi".

I costi sostenuti per l'acquisto sono sospesi dal Conto economico, relativamente alla quota di certificati di efficienza energetica non destinati ad essere utilizzati per l'adempimento dell'obbligo del periodo, e rilevati nell'ambito delle altre attività correnti o non correnti (risconti attivi).

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "Debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "Crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86 – art.117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", nell'esercizio 2016 e-distribuzione S.p.A. ha rinnovato con la controllante Enel S.p.A. l'accordo relativo all'esercizio congiunto dell'opzione per il regime "Consolidato Fiscale Nazionale" per il triennio 2016-2018, definendo tutti i reciproci obblighi e responsabilità (cd. "Regolamento").

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili agli investimenti in società controllate, collegate e *joint venture*, quando la Società è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate ad ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili alla Controllante Enel S.p.A. sono rappresentati come movimento del Patrimonio Netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

3. Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2018

La Società ha adottato i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2018:

- > “IFRS 9 – *Strumenti finanziari*”, emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, comprensivo delle “Modifiche all’IFRS 9: *Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa*” emesso a ottobre 2017 e che la Società ha deciso di applicare a partire dal 1° gennaio 2018, sostituisce lo IAS 39 *Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione* e sostituisce totalmente la versione precedente.
- > “IFRS 15 – *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*”, emesso a maggio 2014, inclusivo delle “Modifiche all’IFRS 15: *data di entrata in vigore dell’IFRS 15*”, emesse a settembre 2015, e dei “Chiarimenti sull’IFRS 15 *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*”, emesso ad aprile 2016, che introducono modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell’ambito del Joint Transition Resource Gruppo costituito fra lo IASB e il FASB. Il nuovo principio sostituisce lo “IAS 11 – *Lavori su ordinazione*”, “IAS 18 - *Ricavi*”, “IFRIC 13 - *Programmi di fidelizzazione della clientela*”, “IFRIC 15 – *Accordi per la costruzione di immobili*”, “IFRIC 18 - *Cessioni di attività da parte della clientela*”, “SIC 31 *Ricavi – Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari*” e si applica a tutti i contratti con clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e assicurativi, strumenti finanziari, ecc.).
- > “Modifiche all’IFRS 2: *Pagamenti basati su azioni*”, emesso nel giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il *fair value* di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (ad es.: un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;
 - chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d’acconto devono essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d’acconto);
 - forniscono delle previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l’emissione di azioni.

L’applicazione di queste modifiche non ha comportato un impatto sul presente bilancio di esercizio.

- > “Modifiche all’IFRS 4: *Applicazione congiunta dell’IFRS 9 Strumenti finanziari e dell’IFRS 4 Contratti assicurativi*”, emesso a settembre 2016. Le modifiche:
 - permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all’assicurazione di posticipare l’applicazione dell’IFRS 9 sino al 2021 (“*temporary exemption*”); e
 - attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l’opzione di rilevare nelle altre componenti di conto economico (OCI), piuttosto che a conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall’applicazione dell’IFRS 9 (“*overlay approach*”).

La Società non è impattata dall’applicazione delle suddette modifiche.

- > “Modifiche allo IAS 40: *Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari*”, emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a, o da investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d’uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d’uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati. L’applicazione di queste modifiche non ha comportato un impatto sul presente bilancio di esercizio.
- > “IFRIC 22 - *Operazioni in valuta estera e anticipi*”, emesso a dicembre 2016; l’interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un’attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell’operazione è quella nella quale la società rileva l’eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). L’applicazione di queste modifiche non ha comportato un impatto sul presente bilancio di esercizio.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti sui principi esistenti. In particolare sono stati modificati i seguenti principi:
 - > “IFRS 1 – *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni a breve termine” inerenti le disposizioni transitorie all’IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10.
 - > “IAS 28 – *Partecipazioni in società collegate e joint venture*”; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa ad una società d’investimento (o un fondo comune, fondo d’investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione.

L’applicazione di queste nuove previsioni non ha comportato un impatto sul presente bilancio di esercizio.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l’elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2018:

- > “IFRS 16 – *Leasing*”, emesso nel gennaio 2016, sostituisce lo IAS 17, nonché l’IFRIC 4 *Determinare se un accordo contiene un leasing*, il SIC-15 *Leasing operativo – Incentivi* e il SIC-27 *La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing*. L’IFRS 16 “*Leasing*” è stato omologato dall’Unione europea con il Regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017.

L’IFRS 16 individua i principi per la rilevazione, la valutazione e la esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l’informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.

Alla data di decorrenza del leasing, il locatario deve rilevare una passività per l’obbligo a effettuare i pagamenti dovuti per il leasing (“passività del leasing”) e un’attività consistente nel diritto all’utilizzo del bene sottostante durante la durata del leasing (attività per il diritto d’uso). Il locatario deve inoltre rilevare gli interessi relativi alla passività del leasing separatamente dagli ammortamenti dell’attività consistente nel diritto d’uso.

Il locatario dovrà rideterminare gli ammontari della passività del leasing al verificarsi di taluni eventi (per es., una modifica della durata del leasing, una variazione del valore dei pagamenti futuri dovuta a un cambiamento di un indice o tasso utilizzato per determinare tali pagamenti). In generale, le rideterminazioni degli ammontari della passività del leasing comportano una rettifica anche dell’attività per il diritto d’uso.

In precedenza, la Società rilevava i costi per i contratti di leasing operativo a quote costanti lungo la durata del leasing ed eventuali attività e passività solo nella misura in cui vi era una differenza temporale tra i pagamenti effettuati per i contratti di leasing e gli oneri rilevati a conto economico.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 lascia sostanzialmente invariati i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. I locatori continueranno a classificare i contratti di leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 distinguendo tra leasing operativi e leasing finanziari.

Con riferimento alla rilevazione dei contratti di leasing nel bilancio dei locatari, il principio prevede due casistiche di esclusione: i leasing su beni di "modico valore" (ad es. personal computer) e i contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di locazione di durata pari o inferiore a 12 mesi). L'IFRS 16 si applica agli esercizi aventi inizio dal 1° gennaio 2019 o successivamente.

La Società non ha optato per l'applicazione anticipata dell'IFRS 16 nel proprio bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018. Inoltre, al fine di valutare il possibile impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 nell'esercizio di prima applicazione, la Società ha istituito un team di progetto che ha esaminato tutti i contratti di leasing presenti nella Società alla luce delle nuove regole di contabilizzazione previste dall'IFRS 16. In particolare, la Società ha identificato e adottato uno specifico applicativo informatico con cui gestire i nuovi requisiti contabili previsti dall'IFRS 16, rivedendo altresì le proprie procedure interne al fine di assicurarne la conformità con il nuovo quadro contabile.

Quale risultato preliminare del team di progetto, la Società ha valutato i possibili impatti derivanti dall'applicazione iniziale dell'IFRS 16 sul proprio bilancio di esercizio, come descritto di seguito.

Le principali fattispecie contrattuali emerse sono rappresentate dalla locazione di terreni e fabbricati, autovetture e altri mezzi di trasporto e locazioni di macchinari tecnici.

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, la stima dei potenziali impatti del nuovo principio ha imposto un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, le principali ipotesi utilizzate sono:

- > identificazione della componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- > valutazione di eventuali opzioni di rinnovo previste nei contratti, valutate congiuntamente alla probabilità di esercizio di opzioni di risoluzione anticipata;
- > identificazione di eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se tali variazioni possono avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing e sull'ammontare dell'attività per il diritto d'uso;
- > la stima del tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei canoni di leasing. Quest'ultimo è pari al tasso di finanziamento marginale del locatario, quando il tasso di interesse implicito nei contratti di leasing non può essere determinato facilmente. In sede di transizione, come consentito dal principio la Società ha utilizzato il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data del 1° gennaio 2019. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito con durata simile e garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile, e può essere determinato a livello di singolo contratto o di portafoglio di contratti. L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte della Società riguarda la determinazione del *tasso di finanziamento marginale* per la stima del valore attuale dei canoni del leasing alla data di prima adozione. In tale contesto, l'approccio della Società si è basato sulla valutazione dei seguenti tre elementi principali:
 - il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali in valuta, il contesto economico in cui è stato negoziato il contratto di leasing e la sua durata;
 - il *credit spread adjustment*, al fine di calcolare un tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario considerando l'esistenza di eventuali garanzie rilasciate dalla capogruppo o altre forme di garanzie;
 - le rettifiche relative al leasing per riflettere, nel tasso di finanziamento marginale, la circostanza che il tasso di attualizzazione è strettamente connesso con il bene oggetto del contratto di leasing, piuttosto che

rappresentare un generico tasso di finanziamento marginale. In particolare, il rischio di insolvenza insito nei contratti di leasing è attenuato, per il locatore, dal mantenimento della proprietà giuridica del bene sottostante. Per tale ragione, è possibile considerare la passività associata al leasing come una forma di finanziamento garantito.

In sede di prima adozione, la Società ha scelto di avvalersi delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore. Per esempio, la Società detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore.

Per la transizione al nuovo principio contabile, la Società ha deciso di utilizzare i seguenti espedienti pratici:

- > applicazione del principio ai contratti precedentemente identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e IFRIC 4 e che rispettano i requisiti previsti dall'IFRS 16; pertanto, la Società non ha applicato il principio a contratti che in precedenza non erano considerati di leasing ai sensi dello IAS 17 e dell'IFRIC 4.
- > adozione dell'approccio retroattivo modificato secondo il quale la Società ha rilevato l'effetto cumulato derivante dalla prima adozione dell'IFRS 16 a rettifica al saldo di apertura degli utili a nuovo al 1° gennaio 2019, senza alcuna rideterminazione dei dati dell'esercizio comparativo.
- > valutazione della passività per il leasing al valore attuale dei pagamenti residui, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 della Società locataria;
- > rilevazione delle attività per diritto d'uso alla data di prima applicazione per un importo pari alla passività per il leasing rettificata dell'ammontare di eventuali risconti o ratei attivi derivanti da tali contratti e rilevati nello stato patrimoniale immediatamente precedente la data di prima adozione. Su base individuale, in presenza di contratti di leasing di importo rilevante, la Società ha scelto di valutare alcune attività per diritto d'uso al valore contabile come se il Principio fosse stato applicato dalla data di inizio del leasing.
- > possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 sulla base della valutazione effettuata merito all'onerosità dei contratti di leasing in accordo alle disposizioni dello IAS 37.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, la Società ha stimato che al 1° gennaio 2019 rileverà attività materiali in leasing per un ammontare pari a circa euro 226.314 migliaia.

- > "IFRS 17 – *Insurance contracts*", emesso a maggio 2017, definisce essenzialmente i criteri di rilevazione, misurazione, presentazione e disclosure dei contratti di assicurazione e riassicurazione emessi dalla società, nonché dei contratti di riassicurazione posseduti dalla Società. L'IFRS 17 sostituisce il precedente IFRS 4 che non prevedeva un univoco metodo di rilevazione dei contratti assicurativi, con la conseguenza che tali contratti potevano essere rilevati diversamente nelle diverse giurisdizioni e, potenzialmente, anche nell'ambito della stessa società. Il nuovo standard:
 - richiede di fornire informazioni aggiornate circa le obbligazioni, i rischi e le performance dei contratti di assicurazione;
 - aumenta la trasparenza delle informazioni finanziarie fornite dalle società di assicurazione, consentendo a investitori e analisti di nutrire una maggiore confidenza nella comprensione del settore assicurativo; e
 - introduce un metodo di contabilizzazione coerente per tutti i contratti assicurativi basato su un unico modello di valutazione.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> “*Amendments to IAS 1 and IAS 8 – Definition of Material*”, emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono la definizione di “materialità” come segue: “l’informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società.” Includendo il concetto di “oscuramento dell’informazione” nella nuova definizione, le modifiche specificano che l’informazione è oscurata quando è comunicata in un modo che avrebbe lo stesso effetto di un’omissione o errata presentazione dell’informazione. Al fine di evitare situazioni per le quali vi sia l’obbligo di includere nel bilancio una informazione che non è in grado di influenzare le decisioni degli utilizzatori primari, le modifiche introducono anche una nuova soglia nella definizione di materialità sostituendo il “potrebbe influenzare” con “si può ragionevolmente prevedere che influenzi”. Infine, le modifiche chiariscono l’obbligo per la società di considerare gli utilizzatori primari dei bilanci (per es., investitori esistenti e potenziali, finanziatori e altri creditori) nel decidere quali informazioni rendere pubbliche. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un’applicazione anticipata. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> “*Amendments to IAS 19 – Plan Amendment, Curtailment or Settlement*”, emesso a febbraio 2018.

Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti, le società aggiornino le ipotesi attuariali e rideterminino il costo previdenziale relativo alle prestazioni correnti (*current service cost*) e l’interesse netto (*net interest*) per il resto dell’esercizio dopo tale evento. Inoltre, le modifiche chiariscono: (i) le modalità con cui l’obbligo di contabilizzare una modifica, riduzione o estinzione di un piano influisce sui requisiti del massimale di attività (c.d. *asset ceiling*); (ii) non riguardano la contabilizzazione di “fluttuazioni significative di mercato” in assenza di modifica del piano. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a modifiche, riduzioni o estinzioni dei piani a benefici definiti che si verifichino a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un’applicazione anticipata. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> “*Modifiche allo IFRS 3 – Aggregazioni aziendali*”, emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono che per essere considerata un’aggregazione, l’acquisizione dovrà includere, come minimo, un input e un processo sostanziale che insieme contribuiscano in modo significativo all’abilità di creare un prodotto. Le nuove linee guida offrono un quadro di riferimento per valutare la presenza di un input e di un processo sostanziale. La definizione di aggregazione e di prodotto si concentra ora sui beni e servizi forniti ai clienti e viene eliminato il riferimento a rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefici economici. Inoltre, non è più necessario valutare se gli operatori di mercato sono in grado di sostituire eventuali input o processi mancanti e continuare a creare un prodotto.

Le modifiche introducono inoltre un test facoltativo che, in caso di esito positivo, elimina la necessità di ulteriori valutazioni (*concentration test*). Ai sensi di tale test, un insieme di attività e beni acquistati non è un business se sostanzialmente tutto il *fair value* delle attività lorde acquisite è concentrata in un’unica attività identificabile (o gruppo di attività simili identificabili).

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un’applicazione anticipata. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> “*Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*”, emesso a marzo 2018. La versione rivista comprende modifiche di ampio respiro rispetto alla precedente versione del 2010. Il *Conceptual Framework revised* prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. In particolare, definisce:

- > la finalità generale della rendicontazione finanziaria;
- > le caratteristiche qualitative che rendono utile l'informazione finanziaria;
- > una descrizione della *reporting entity* e la sua delimitazione;
- > le definizioni di un'attività, una passività, patrimonio, ricavi e costi e *guidance* a sostegno di tali definizioni;
- > criteri per la rilevazione e *derecognition* di attività e passività nei bilanci;
- > basi di valutazione e indicazioni sul loro utilizzo;
- > concetti e *guidance* su presentazione e *disclosure*; e
- > concetti relativi a capitale e *capital maintenance*.

Il *Conceptual Framework revised* è accompagnato da una *Basis for Conclusions*. Lo IASB ha inoltre emesso un documento di accompagnamento separato, "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", che delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al *Conceptual Framework revised*.

Il *Conceptual Framework revised* si applicherà, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un'applicazione anticipata. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- > "Modifiche allo IAS 28 – *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint ventures*", emesso a ottobre 2017; le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - *Strumenti finanziari*", alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > IFRIC 23 – *Uncertainty over Income Tax Treatments*", emesso a giugno 2017; l'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L'incertezza può riguardare sia le imposte correnti che quelle differite. L'interpretazione propone che la società debba rilevare una passività o un'attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l'Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni. L'interpretazione richiede, inoltre, che un'entità debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi. L'interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > "*Annual improvements to IFRSs 2015 – 2017 cycle*", emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti ai principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - > "IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*"; le modifiche chiariscono che un *joint operator* che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto al *fair value* alla data di acquisizione.
 - > "IFRS 11 – *Joint Arrangements*"; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza esercitare un controllo

congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta.

- > "IAS 12 – *Imposte sul reddito*"; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall'IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili.
- > "IAS 23 – *Oneri finanziari*"; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per la destinazione o vendita, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società.

La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

4. Modifiche nelle politiche contabili e informativa

Adozione del principio contabile IFRS 9

L'IFRS 9 "Strumenti finanziari" sostituisce lo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o in data successiva, interessando tutti e tre gli aspetti della contabilizzazione degli strumenti finanziari:

- classificazione e misurazione
- *impairment* ed
- *hedge accounting*

e-distribuzione S.p.A. ha applicato l'IFRS 9 in modo retrospettivo, con data di prima applicazione dal 1° gennaio 2018, ad eccezione dell'*hedge accounting*.

Gli effetti cumulativi dell'applicazione iniziale dell'IFRS 9, associati alla "classificazione e valutazione" e all'*"impairment"*, sono rilevati alla data di iniziale applicazione come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto. Di conseguenza, l'informazione comparativa (per l'anno 2017) non è stata riformulata.

La Società ha adottato prospetticamente il nuovo modello di *Hedge accounting* previsto dall'IFRS 9, ad eccezione dell'opzione di separare gli *spread* base in valuta dalla relazione di copertura, che ha deciso di applicare in modo retrospettivo.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo Enel ha scelto di adottare anticipatamente e applicare in modo retrospettivo le modifiche all'IFRS 9 "Prepayment features with negative compensation", richiedendo in caso di modifica (o di conversione) di una passività finanziaria che non comporta la *derecognition*, che i nuovi flussi finanziari siano attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore contabile prima della modifica della passività e il nuovo valore è rilevata a conto economico alla data della modifica. Per e-distribuzione S.p.A. l'applicazione di tale modifica non ha comportato impatti nel presente bilancio d'esercizio.

Classificazione e misurazione

La tabella seguente riepiloga gli impatti, al netto delle imposte, della transizione all'IFRS 9 sui saldi di apertura al 1° gennaio 2018:

Euro	Note	Impatto dell'adozione dell'IFRS 9 sul bilancio di apertura
Costo della riserva di copertura		
Variazione cumulativa della base valutaria		-
Effetto fiscale		-
31 dicembre 2017 Restated		-
Riserva di fair value		-
Riconoscimento delle perdite attese su crediti in base all'IFRS 9 per le attività finanziarie di debito al FVOCI		-
Effetto fiscale		-
Impatto al 1° gennaio 2018		-
Utili trattenuti		-
Costo dell'aggiustamento di copertura, al netto delle imposte (rideterminato - vedi sopra)		-
Riconoscimento delle perdite attese su crediti secondo l'IFRS 9		22.193.569,00
Modifica delle passività finanziarie		-
Effetto fiscale		-5.326.456,00
IMPATTO AL 1° GENNAIO 2018	35	16.867.113,00

Con la transizione all'IFRS 9 al 1 ° gennaio 2018:

- I crediti commerciali, le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, i crediti finanziari e le altre attività classificate come “Finanziamenti e crediti” ai sensi dello IAS 39 sono classificati al costo ammortizzato. E' stato rilevato un aumento di euro 22.194 migliaia nel fondo svalutazione relativo a tali crediti sugli utili di apertura non distribuiti al 1 ° gennaio 2018 per effetto della transizione all'IFRS 9.
- Le partecipazioni classificate tra le attività finanziarie disponibili per la vendita ai sensi dello IAS 39 sono state classificate come attività finanziarie al *fair value* rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) secondo l'IFRS 9.
- I titoli, rilevati ai sensi dello IAS 39 tra le attività finanziarie possedute sino alla scadenza, sono stati classificati, secondo l'IFRS 9, tra le attività finanziarie al *fair value* rilevato a conto economico.

Impairment

A partire dal 1 ° gennaio 2018 la Società applica il nuovo modello di *impairment* basato sulle “*Expected Credit Loss*” (ECL) su crediti commerciali, attività contrattuali, crediti finanziari e altre attività nell'ambito dei nuovi requisiti dell'IFRS 9.

La seguente tabella riporta una riconciliazione tra il fondo svalutazione crediti previsto dallo IAS 39 e il fondo perdite attese determinato in accordo con l'IFRS 9.

Migliaia di euro	Fondo Svalutazione Crediti secondo IAS 39 al 31 dicembre 2017	Rimisurazione	ECL secondo IFRS 9 al 1° gennaio 2018
- Crediti commerciali	230.185	20.905	251.090
- Crediti finanziari	-	1.248	1.248
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	4	4
- Altri crediti	33.635	37	33.672
TOTALE	263.820	22.194	286.014

Per ulteriori dettagli sugli effetti derivanti dall'applicazione del nuovo modello di *impairment* si rimanda alla Nota 47 – “Strumenti finanziari”.

Hedge Accounting

L'IFRS 9 introduce anche un nuovo modello di *hedge accounting*, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di *risk management* e di applicare un approccio più qualitativo e lungimirante nel valutare l'efficacia della copertura.

La Società ha applicato l'*hedge accounting* prospetticamente, ad eccezione degli *spread* di valuta separati ed esclusi dalla relazione di copertura (i cosiddetti "costi di *hedging*"). A tal riguardo, la separazione è stata applicata retrospettivamente e le variazioni del *fair value* relative allo *spread* base sono state accumulate come componente separata del patrimonio netto denominata "Costo della riserva di *hedging*". In pratica, la riserva di OCI che contiene il *fair value* degli strumenti di copertura (*fair value* "pieno") è stata suddivisa in due riserve OCI che riportano rispettivamente il *fair value* "*base-free*" e l'elemento "*basis spread*" (es. Costo della riserva di *hedging*).

Alla data di applicazione iniziale, tutte le relazioni di copertura esistenti di e-distribuzione S.p.A. potevano essere considerate come relazioni di copertura continuative.

Secondo lo IAS 39, tutti gli utili e le perdite derivanti dai rapporti di copertura di flussi finanziari della Società potevano essere successivamente riclassificati a conto economico nel momento in cui l'elemento coperto impattava sul conto economico.

Secondo l'IFRS 9, tutti gli utili e le perdite derivanti da operazioni di copertura di flussi finanziari di un'attività o di una passività non finanziaria rettificano il valore contabile iniziale dell'attività o passività non finanziaria. (c.d. *basis adjustment*).

Per e-distribuzione S.p.A. tale casistica è rappresentata principalmente dalle coperture rischio cambio sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori di seconda generazione.

Adozione del principio contabile IFRS 15

e-distribuzione S.p.A. ha adottato l'IFRS 15 utilizzando il metodo retrospettivo modificato, con data di applicazione iniziale al 1° gennaio 2018.

In base a tale metodo, il nuovo principio può essere applicato alla data di iniziale applicazione o a tutti i contratti o solo ai contratti non completati a questa data.

La Società ha scelto di applicare il nuovo principio a tutti i contratti in essere al 1° gennaio 2018.

L'effetto cumulato dell'applicazione iniziale dell'IFRS 15 è rilevato alla data di iniziale di applicazione come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto. Di conseguenza, l'informativa comparativa (per l'anno 2017) non è stata rideterminata e viene presentata, come precedentemente riportato, secondo lo IAS 11, IAS 18 e relative interpretazioni.

Inoltre, i requisiti di informativa dell'IFRS 15 non sono stati applicati alle informazioni comparative.

L'effetto dell'adozione dell'IFRS 15 al 1° gennaio 2018 era il seguente:

Euro	Note				
		al 31.12.2017	Effetto IFRS 15 Ricalssifiche	Effetto IFRS 15 Rimisurazioni	al 01.01.2018
ATTIVITA'					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	17	15.347.018.539	-	-	15.347.018.539
Attività immateriali	19	212.630.917	-	-	212.630.917
Attività per imposte differite	20	627.274.303	-1.066.449.573		1.693.723.876
Partecipazioni	21	792.427	-	-	792.427
Derivati	22	-	-	-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	541.893.949	-	-	541.893.949
Altre attività non correnti	24	168.082.702	-	-	168.082.702
	<i>[Subtotale]</i>	16.897.692.837		-1.066.449.573	17.964.142.410
Attività correnti					
Rimanenze	25	342.771.430	-	-	342.771.430
Crediti commerciali	26	4.889.766.344	-	-	4.889.766.344
Crediti per lavori in corso su ordinazione	5	560.636	(560.636)	-	-
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	-	560.636	-	560.636
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	258.571.366	-	-	258.571.366
Crediti per imposte sul reddito	28	19.671.636	-	-	19.671.636
Altri crediti tributari	29	158.679.095	-	-	158.679.095
Derivati	22	-	-	-	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	118.146.856	-	-	118.146.856
Altre attività finanziarie correnti	31	1	-	-	1
Altre attività correnti	32	144.169.869	-	-	144.169.869
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	197.044.192	-	-	197.044.192
	<i>[Subtotale]</i>	6.129.381.425			6.129.381.425
Attività classificate come possedute per la vendita	34	16.162.338			16.162.338
TOTALE ATTIVITÀ		23.043.236.600		-1.066.449.573	24.109.686.173

Euro	Note				
		al 31.12.2017	Effetto IFRS 15 Ricalssifiche	Effetto IFRS 15 Rimisurazioni	al 01.01.2018
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'					
Patrimonio netto					
Capitale sociale		2.600.000.000	-	-	2.600.000.000
Riserve		1.486.339.652	-	-	1.486.339.652
Utili/(Perdite) accumulati		367.803.325	-	(2.624.964.664)	(2.257.161.339)
Totale Patrimonio Netto	35	4.454.142.977		(2.624.964.664)	1.829.178.313
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	36	7.731.668.373	-	-	7.731.668.373
Benefici ai dipendenti	37	397.058.650	-	-	397.058.650
Fondi per rischi e oneri	38	584.206.874	-	-	584.206.874
Passività per imposte differite	20	16.156.279	-	-	16.156.279
Derivati	22	96.770.193	-	-	96.770.193
Passività contrattuali	5	-	339.264.745	3.691.414.237	4.030.678.982
Altre passività non correnti	39	718.401.490	(339.264.745)	-	379.136.745
	[Subtotale]	9.544.261.859	-	3.691.414.237	13.235.676.096
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	36	2.621.526.224	-	-	2.621.526.224
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	222.833.991	-	-	222.833.991
Fondi per rischi e oneri	38	136.326.451	-	-	136.326.451
Debiti commerciali	40	2.725.526.862	-	-	2.725.526.862
Debiti per lavori in corso su ordinazione	5	489.612	(489.612)	-	-
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	42	2.614.657.540	-	-	2.614.657.540
Debiti per imposte sul reddito	43	15.079.407	-	-	15.079.407
Altri debiti tributari	44	30.029.415	-	-	30.029.415
Derivati	22	10.469.130	-	-	10.469.130
Passività contrattuali	5	-	185.215.877	-	185.215.877
Altre passività finanziarie correnti	45	95.825.636	-	-	95.825.636
Altre passività correnti	46	571.998.230	(184.726.265)	-	387.271.965
	[Subtotale]	9.044.762.498	-	-	9.044.762.498
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	34	69.266	-	-	69.266
Totale Passività		18.589.093.623	-	3.691.414.237	22.280.507.860
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		23.043.236.600	-	1.066.449.573	24.109.686.173

Le seguenti tabelle riepilogano gli importi con cui ciascuna voce di bilancio è interessata al 31 dicembre 2018 a seguito dell'adozione dell'IFRS 15. L'adozione dell'IFRS 15 non ha avuto impatti materiali su OCI. La prima colonna mostra gli importi preparati secondo l'IFRS 15 e la seconda colonna indica quali sarebbero stati gli importi che sarebbero stati rilevati se l'IFRS 15 non fosse stato adottato:

Valori al 31 dicembre 2018 preparati secondo

Euro	Note	IFRS 15	Precedente principio	aumento/ (decremento)
Ricavi				
Ricavi delle vendite e prestazioni	5	6.677.010.916	6.564.357.649	112.653.267
Altri ricavi e proventi	6	1.012.950.847	1.012.950.847	-
	<i>[SubTotale]</i>	7.689.961.763	7.577.308.496	112.653.267
Costi				
Materie prime e materiali di consumo	7	668.662.654	668.662.654	-
Servizi	8	2.313.607.474	2.313.607.474	-
Costo del personale	9	1.071.579.180	1.071.579.180	-
Ammortamenti e Impairment	10	1.174.647.581	1.174.647.581	-
Altri costi operativi	11	835.303.541	835.303.541	-
Costi per lavori interni capitalizzati	12	(877.968.668)	(877.968.668)	-
	<i>[SubTotale]</i>	5.185.831.762	5.185.831.762	-
Risultato operativo		2.504.130.001	2.391.476.734	112.653.267
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	13	-	-	-
Proventi finanziari da contratti derivati	14	3.342	3.342	-
Altri proventi finanziari	15	54.306.732	54.306.732	-
Oneri finanziari da contratti derivati	14	29.084.729	29.084.729	-
Altri oneri finanziari	15	409.122.382	409.122.382	-
	<i>[SubTotale]</i>	(383.897.037)	(383.897.037)	-
Risultato prima delle imposte		2.120.232.964	2.007.579.697	112.653.267
Imposte	16	612.796.085	580.250.556	32.545.529
Risultato delle continuing operation		1.507.436.879	1.427.329.141	80.107.738
Risultato delle discontinued operation		-	-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		1.507.436.879	1.427.329.141	80.107.738

Valori al 31 dicembre 2018 preparati secondo

Euro	Note	IFRS 15	Precedente principio	aumento/ (decremento)
ATTIVITA'				
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	17	15.990.760.720	15.990.760.720	-
Attività immateriali	19	291.327.366	291.327.366	-
Attività per imposte differite	20	1.652.008.691	667.593.700	984.414.991
Partecipazioni	21	792.427	792.427	-
Derivati	22	53.514	53.514	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	444.446.071	444.446.071	-
Altre attività non correnti	24	106.428.199	106.428.199	-
	[Subtotale]	18.485.816.988	17.501.401.997	984.414.991
Attività correnti				
Rimanenze	25	355.113.966	355.113.966	-
Crediti commerciali	26	3.895.634.309	3.895.634.309	-
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	261.489	261.489	-
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	246.083.532	246.083.532	-
Crediti per imposte sul reddito	28	51.470.142	18.924.613	32.545.529
Altri crediti tributari	29	78.063.788	78.063.788	-
Derivati	22	2.506.785	2.506.785	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	486.058.780	486.058.780	-
Altre attività finanziarie correnti	31	-	-	-
Altre attività correnti	32	197.781.559	197.781.559	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	68.391.037	68.391.037	-
	[Subtotale]	5.381.365.387	5.348.819.858	32.545.529
Attività classificate come possedute per la vendita	34	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ		23.867.182.375	22.850.221.855	1.016.960.520

Valori al 31 dicembre 2018 preparati secondo				
Euro	Note	IFRS 15	Precedente principio	aumento/ (decremento)
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'				
Patrimonio netto				
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000	-
Riserve		3.772.513.759	3.772.513.759	-
Utili/(Perdite) accumulati		(1.715.591.572)	846.962.393	(2.562.553.965)
Totale Patrimonio Netto	35	4.656.922.187	7.219.476.152	(2.562.553.965)
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	36	7.937.613.370	7.937.613.370	-
Benefici ai dipendenti	37	362.197.073	362.197.073	-
Fondi per rischi e oneri	38	454.587.808	454.587.808	-
Passività per imposte differite	20	16.274.075	16.274.075	-
Derivati	22	97.922.029	97.922.029	-
Passività contrattuali	5	3.618.818.703	337.597.093	3.281.221.610
Altre passività non correnti	39	321.459.804	321.459.804	-
	<i>[Subtotale]</i>	12.808.872.862	9.527.651.252	3.281.221.610
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	36	271.467	271.467	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	195.286.621	195.286.621	-
Fondi per rischi e oneri	38	145.888.232	145.888.232	-
Debiti commerciali	40	2.728.804.391	2.728.804.391	-
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	42	2.140.466.109	2.140.466.109	-
Debiti per imposte sul reddito	43	-	-	-
Altri debiti tributari	44	29.439.229	29.439.229	-
Derivati	22	67.945	67.945	-
Passività contrattuali	5	583.144.895	284.852.021	298.292.874
Altre passività finanziarie correnti	45	89.784.625	89.784.625	-
Altre passività correnti	46	488.233.812	488.233.812	-
	<i>[Subtotale]</i>	6.401.387.326	6.103.094.452	298.292.874
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	34	-	-	-
Totale Passività		19.210.260.188	15.630.745.704	3.579.514.484
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		23.867.182.375	22.850.221.855	1.016.960.520

Di seguito sono riportate le spiegazioni dei principali effetti al 1° gennaio 2018 e le motivazioni delle variazioni più significative della situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2018 e del conto economico per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

- L'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15 a far data dal 1° gennaio 2018 ha avuto impatti nella contabilizzazione dei ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica. Nel

caso di richieste di richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, è stato infatti valutato che, a fronte del pagamento del corrispettivo da parte del cliente, scaturisce per il distributore un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione di allaccio, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. Conseguentemente, il contributo di connessione dovrà essere rilevato a Conto Economico lungo un periodo di tempo che si estende per tutta la durata della concessione, inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. A far data dal 1° gennaio 2018, la quota parte di corrispettivi riferiti a connessioni alla rete già realizzate ma di competenza di esercizi futuri è stata pertanto portata ad incremento delle passività contrattuali verso clienti, per un importo pari ad euro 3.691.414 migliaia, tenendo altresì in considerazione la correlata fiscalità differita attiva (pari ad euro 1.066.449 migliaia), con conseguente impatto sul patrimonio netto (utili/(perdite) accumulati).

- L'applicazione del nuovo principio IFRS 15 ha comportato al 31 dicembre 2018 una riduzione del patrimonio netto pari ad euro 2.562.554 migliaia, un incremento complessivo delle passività contrattuali pari ad euro 3.579.515 migliaia, un incremento della fiscalità differita attiva di circa euro 984.414 migliaia ed una riduzione dei crediti per imposte sul reddito di circa euro 32.546 migliaia rispetto ai valori che ci sarebbero stati applicando i precedenti principi contabili. Allo stesso tempo, a Conto Economico, l'utile netto al 31 dicembre 2018 è risultato superiore di circa euro 80.108 migliaia rispetto a quello che si sarebbe registrato con i precedenti principi contabili essenzialmente per effetto dei rilasci, dalle passività contrattuali verso clienti, delle quote dei corrispettivi di connessione rilevati nel corso del tempo, di competenza dell'esercizio.

Informazioni sul Conto Economico

5. Ricavi delle vendite e prestazioni – Euro 6.677.011 migliaia

La voce accoglie i ricavi rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 e non; essi risultano così articolati:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.063.437	6.060.182	3.255	0%
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	2.411.963	2.474.792	(62.829)	(3%)
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	3.459.275	3.564.789	(105.514)	(3%)
Perequazioni	(12.418)	(48.776)	36.358	(75%)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	(3.165)	69.377	(72.542)	(105%)
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	<i>(21.781)</i>	<i>55.040</i>	<i>(76.821)</i>	<i>(140%)</i>
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	<i>18.616</i>	<i>14.337</i>	<i>4.279</i>	<i>30%</i>
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	207.782	-	207.782	100%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	475.662	383.626	92.036	24%
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	197.662	-	197.662	100%
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	126.128	-	126.128	100%
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	86.186	203.152	(116.966)	(58%)
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	65.686	180.474	(114.788)	(64%)
Lavori in corso su ordinazione:	24.383	5.137	19.246	375%
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	5.127	2.931	2.196	75%
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	19.256	2.206	17.050	773%
Altre vendite e prestazioni:	101.540	171.144	(69.604)	(41%)
Altre vendite e prestazioni (terzi)	53.202	63.995	(10.793)	(17%)
Altre vendite e prestazioni (gruppo)	48.338	107.149	(58.811)	(55%)
Locazioni beni strumentali:	11.989	5.855	6.134	105%
Locazioni beni strumentali (terzi)	6.958	2.771	4.187	151%
Locazioni beni strumentali (gruppo)	5.031	3.084	1.947	63%
TOTALE	6.677.011	6.625.944	51.067	1%

Si segnala che, al 31 dicembre 2017, i “Ricavi da Abolizione Regulatory Lag” erano esposti all’interno della voce “Ricavi trasporto energia (terzi)”.

I ricavi da trasporto energia, complessivamente pari al 31 dicembre 2018 a euro 6.063.437 migliaia, accolgono i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, della Salvaguardia e del Mercato Libero, nonché quelli derivanti dai meccanismi di perequazione e da “abolizione lag regolatorio”, normato con la Delibera ARERA n. 654/2015.

I ricavi da trasporto energia si riferiscono, per euro 3.459.275 migliaia, ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.444.047 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia e euro 2.012.312 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

I ricavi da trasporto energia riflettono anche il valore netto negativo dei meccanismi di perequazione, pari a euro 12.418 migliaia (negativo per euro 48.776 migliaia al 31 dicembre 2017), derivanti:

- per euro (76.228) migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione (pari a euro (73.755) migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 348 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione (euro (4.249) migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 8.647 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Misura (euro 9.474 migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 21.269 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri (euro 19.689 migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 1.820 migliaia, dalla perequazione relativa al riconoscimento della maggiore remunerazione sugli investimenti incentivati;
- per euro 31.724 migliaia dall'applicazione del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia (euro 28.315 migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro (28.248) migliaia, al 31 dicembre 2017, dall'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete.

In particolare, l'incremento complessivo dei ricavi per il servizio di trasporto energia, comprensivi delle perequazioni e di quelli da abolizione lag regolatorio, pari a euro 3.255 migliaia, si riferisce principalmente ai fenomeni di seguito evidenziati:

- dall'effetto negativo, pari a euro 26.877 migliaia, dovuto alla riduzione delle tariffe di riferimento di distribuzione e misura rispetto al 2017 (Deliberazione n. 175/18 e 176/18 ARERA);
- dall'effetto negativo, pari a euro 16.170 migliaia, relativo alla sopravvenienza passiva, derivante dalla pubblicazione da parte dell'ARERA delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017 (Deliberazione n. 150/18 ARERA);
- dall'effetto negativo, pari a euro 13.362 migliaia, relativo alla sopravvenienza attiva registrata a marzo 2017, derivante dalla pubblicazione da parte dell'ARERA delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016 (Deliberazione n. 188/17 ARERA);
- dall'effetto negativo, pari a euro 2.067 migliaia, relativi alla maggiore remunerazione degli investimenti incentivati e storno FPE;
- dall'effetto positivo, pari a euro 27.336 migliaia, dall'iscrizione dei maggiori ricavi relativi alla modifica del *lag regolatorio* normato con Deliberazione n. 654/15 ARERA;
- dall'effetto positivo, pari a euro 19.515 migliaia, dovuto alle variazioni intervenute nelle stime della perequazione per il contenimento perdite commerciali;
- dall'effetto positivo, pari a euro 13.575 migliaia di *sopravvenienze attive* derivanti dal *ricalcolo delle perequazioni 2017*.

I contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2018 ammontano complessivamente a euro 475.662 migliaia e presentano un incremento di euro 92.036 migliaia

rispetto all'esercizio precedente, in parte in conseguenza dell'applicazione, a far data dal 1° gennaio 2018, del nuovo principio contabile IFRS 15. Per maggiori dettagli in merito agli impatti derivanti dall'adozione del suddetto principio contabile, si rimanda al paragrafo n. 4 "Modifiche nelle politiche contabili e informativa".

I contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2018, a complessivi euro 323.790 migliaia, accolgono la quota di competenza del periodo di corrispettivi ricevuti da clienti e relativi ad obbligazioni di fare soddisfatte dalla Società nel corso del tempo (principalmente richieste di nuove connessioni, attività che determinano la modifica delle condizioni di connessione e/o attivazioni di PoD -*Point of delivery*- già installati).

I contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento pari, al 31 dicembre 2018, a complessivi euro 151.872 migliaia, si riferiscono ad obbligazioni di fare adempiute in un determinato momento da parte della Società (essenzialmente spostamento impianti, attività che determinano delle modifiche contrattuali soggettive e altre particolari attività di minore importanza, come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti).

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 24.383 migliaia (euro 5.137 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferiscono per euro 19.256 migliaia a prestazioni di servizi previsti dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" ed effettuati alla società del gruppo Open Fiber S.p.A. per consentire le attività di posa della fibra ottica sull'infrastruttura della Società.

I ricavi per altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2018 a complessivi euro 101.540 migliaia, accolgono per euro 53.202 migliaia ricavi verso terzi e per euro 48.338 migliaia ricavi verso le altre società del gruppo.

Si segnala che nel bilancio al 31 dicembre 2017 i ricavi per altre vendite e prestazioni, complessivamente pari a euro 176.999 migliaia, comprendevano anche ricavi da locazione beni strumentali (euro 5.855 migliaia in totale); nel bilancio al 31 dicembre 2018, al fine di assicurare una migliore comparazione con i dati esposti nella presente sezione, i ricavi da locazione dell'anno 2017 sono esposti separatamente da quelli per altre vendite e prestazioni dello stesso anno.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a euro 53.202 migliaia (euro 63.995 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferiscono:

- per euro 19.802 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 19.694 migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 23.772 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 31.827 migliaia al 31 dicembre 2017);
- per euro 8.623 migliaia (euro 8.717 migliaia al 31 dicembre 2017) ai ricavi per servizi connessi alla rete di trasmissione di Terna S.p.A..

Le altre vendite e prestazioni verso altre società del gruppo, pari a 48.338 migliaia (euro 107.149 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferiscono:

- per euro 25.082 migliaia (euro 82.778 migliaia al 31 dicembre 2017) a ricavi verso Endesa Distribución Eléctrica per la vendita dei contatori elettronici e servizi correlati;
- per euro 12.988 migliaia (euro 8.839 migliaia al 31 dicembre 2017) a ricavi verso le società Enel Distributie Muntenia S.A., Enel Distributie Banat S.A. ed Enel Distributie Dobrogea S.A. per la vendita di materiali e prestazioni di servizi;

- per euro 6.996 migliaia (euro 4.910 migliaia al 31 dicembre 2017) a ricavi verso Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. relativi a prestazioni di servizi amministrativi, di supporto tecnico, logistica e assistenza nella fornitura di contatori elettronici e nella fornitura di servizi per la posa della fibra ottica.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 11.989 migliaia (euro 5.855 migliaia al 31 dicembre 2017) riguardano:

- per euro 6.958 migliaia (euro 2.771 al 31 dicembre 2017) ricavi da terzi per locazioni di beni strumentali (euro 6.123 migliaia) e per concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società;
- per euro 5.031 migliaia (euro 3.084 migliaia al 31 dicembre 2017) ricavi verso la società Open Fiber S.p.A. per concessione di diritto d'uso (IRU) per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica della Società e per la locazione spazi all'interno delle cabine di proprietà di e-distribuzione.

La seguente tabella fornisce informazioni sui crediti, le attività e le passività contrattuali relative ai ricavi da contratti con i clienti:

Migliaia di euro

	al 31/12/2018	al 01 gennaio 2018
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	3.847.887	4.847.420
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	2.422.167	3.232.073
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	1.425.720	1.615.347
Attività derivanti da contratti con i clienti	261	561
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	261	561
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
Passività contrattuali non correnti:	(3.618.819)	(4.030.679)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(2.142.686)	(2.458.180)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.389.793)	(1.536.372)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(6.299)	(6.470)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(80.041)	(29.657)
Passività contrattuali correnti:	(583.145)	(185.216)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	-	-
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	(1.525)	(490)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(179.188)	(151.492)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(35.951)	(28.749)
di cui Acconti altri (terzi)	(780)	(427)
di cui Acconti altri (gruppo)	(36.892)	(1.881)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(197.687)	-
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(126.138)	-
di cui Risconti passivi altri (terzi)	-	-
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(4.984)	(2.177)
TOTALE	(353.816)	632.086

I crediti commerciali relativi a contratti da clienti presentano una riduzione, rispetto all'inizio dell'anno, pari a euro 999.533 migliaia, riconducibile alla diminuzione sia dei crediti verso terzi, pari ad euro 809.906 migliaia, che dei crediti verso Società del gruppo, pari a euro 189.627 migliaia (in particolare per euro 142.279 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A., per euro 30.448 migliaia verso Endesa Distribucion Electrica S.A. e per euro 20.225 migliaia verso Enel Energia S.p.A.). La riduzione dei crediti commerciali verso terzi deriva dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2017, delle operazioni di cessione crediti pro-soluto (pari a euro 511.927 migliaia) e dalle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali operate sia in seguito al restatement effettuato ai fini IFRS 9 (per euro 20.905 migliaia), sia in base al nuovo modello di *impairment* adottato dalla Società e basato sulla determinazione delle perdite attese (che ha fatto registrare al 31 dicembre 2018 accantonamenti per euro 235.872 migliaia e utilizzi e rilasci per euro 16.226 migliaia). La riduzione dei crediti commerciali è in parte anche conseguenza della diminuzione delle tariffe degli oneri di sistema intervenuta nel 2018. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento, pari a euro 169.703 migliaia milioni, dei crediti da abolizione Regulatory Lag, coerentemente con l'andamento degli investimenti.

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2018 esse ammontano ad euro 261 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.618.819) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (3.532.479) migliaia) e i risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (86.340) migliaia) aventi scadenza oltre i 12 mesi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori presenti tra le passività non contrattuali sono relativi alla quota parte di corrispettivi ricevuta dai clienti in seguito a richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, dalle quali scaturisce per il distributore un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. Conseguentemente, in questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, in particolare, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione di connessione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori aventi scadenza oltre i 12 mesi presentano, rispetto al 1° gennaio 2018, una riduzione complessiva pari ad euro 462.073 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 323.790 milioni) e dalla riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota di risconti passivi che sarà "riversata" a Conto Economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 323.825 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2018 (pari a euro 185.542 milioni).

I risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica aventi scadenza oltre i 12 mesi si riferiscono al valore del diritto d'uso (IRU) riconosciuto a terzi ed alla società Open Fiber S.p.A. che consente l'appoggio della rete in fibra ottica sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione S.p.A. anche al fine del successivo esercizio.

Tali risconti vengono rilevati a Conto Economico a partire dal momento in cui si costituisce il diritto d'uso e fino alla scadenza contrattualmente prevista (solitamente pari a 20 anni).

Essi presentano al 31 dicembre 2018 un incremento pari a euro 50.213 migliaia sostanzialmente riconducibile ai maggiori volumi di richieste di offerta per l'utilizzo dell'infrastruttura elettrica presentate dalla società Open Fiber S.p.A. rispetto all'esercizio precedente.

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (583.145) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro 1.525 migliaia)
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (215.139) migliaia)
- acconti diversi (pari a euro (37.672) migliaia)
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (323.825) migliaia)
- risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica verso la società Open Fiber S.p.A. (pari a euro (4.984) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 179.188 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 35.951 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente Enel Energia S.p.A., per euro 27.337 migliaia e Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per euro 8.120 migliaia). Essi sono costituiti dagli anticipi ricevuti dai clienti a fronte di connessioni alla rete e altre attività correlate non ancora eseguite. Al completamento della connessione o delle altre attività richieste dal cliente, verranno riversati:

- a Conto Economico se riferiti obbligazioni di fare soddisfatte in un determinato momento (cd. "*at a point in time*") da parte della Società
- tra i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori se relativi a obbligazioni di fare soddisfatte nel corso del tempo (cd. "*over time*") da parte della Società.

Gli acconti diversi, pari a complessivi euro (37.672) migliaia, sono quasi esclusivamente riferiti ad anticipi ricevuti dalla società Open Fiber S.p.A. per richieste di spostamento di impianti, necessarie per la posa della fibra ottica, non ancora eseguite dalla Società (euro (36.274) migliaia al 31 dicembre 2018) che verranno riversati integralmente a Conto Economico al completamento della prestazione da parte di e-distribuzione S.p.A.

I risconti passivi, sia per connessioni alla rete ed altri diritti accessori che relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica, accolgono la quota di rispettivi contributi che saranno riversati a Conto Economico entro i successivi 12 mesi.

Nella tabella seguente sono riepilogate le informazioni relative agli obblighi di performance della Società relativi ai ricavi da contratti con i clienti:

Migliaia di euro

	2018		
	Point in Time	Over Time	Totale
Ricavi trasporto energia elettrica:	614	6.062.823	6.063.437
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	614	2.411.349	2.411.963
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	-	3.459.275	3.459.275
Perequazioni	-	(12.418)	(12.418)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	-	(3.165)	(3.165)
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	-	(21.781)	(21.781)
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	-	18.616	18.616
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	-	207.782	207.782
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	151.872	323.790	475.662
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	-	197.662	197.662
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	-	126.128	126.128
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	86.186	-	86.186
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	65.686	-	65.686
Lavori in corso su ordinazione:	-	24.383	24.383
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	-	5.127	5.127
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	19.256	19.256
Altre vendite e prestazioni:	101.540	-	101.540
Altre vendite e prestazioni (terzi)	53.202	-	53.202
Altre vendite e prestazioni (gruppo)	48.338	-	48.338
Locazioni beni strumentali:	-	11.989	11.989
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	6.958	6.958
Locazioni beni strumentali (gruppo)	-	5.031	5.031
TOTALE	254.026	6.422.985	6.677.011

Di seguito si fornisce l'informativa sulle "performance obligation" sottostanti le principali tipologie di ricavi:

- i ricavi da trasporto energia prevedono il soddisfacimento di un'unica obbligazione di fare, ovvero il trasporto dell'energia ai traders, soddisfatta nel corso del tempo. Per la rilevazione di tali ricavi, la Società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output, in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata. Essi normalmente vengono fatturati con cadenza mensile (nel periodo compreso tra il primo ed il nono giorno successivo al mese riferimento), solitamente con una scadenza a 30 giorni dalla data della fattura. Nella fornitura del servizio di trasporto la Società agisce in qualità di "principal" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio all'utente del trasporto. Nella determinazione del prezzo, e-distribuzione S.p.A. prende a riferimento le tariffe e i relativi vincoli fissati dall'ARERA in

vigore nel periodo di riferimento. Come disposto dal CADE (Allegato B Art.2), le tipologie delle garanzie attive chieste e ottenute dalla Società a garanzia dei propri crediti commerciali per prestazioni di trasporto appartengono alle seguenti categorie:

- Fidejussioni Bancarie
- Fidejussioni Assicurative
- Depositi cauzionali infruttiferi
- Parent Company Guarantees
- Rating creditizio

La prestazione di garanzie secondo le modalità sopra individuate è condizione necessaria per la conclusione del contratto di trasporto.

- I contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori, sia monetari che in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. In particolare, alle richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, scaturisce per e-distribuzione S.p.A. un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. In questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, più nello specifico, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Al contrario, alle richieste di spostamento impianti, di nuove attivazioni senza connessione, di modifica delle condizioni contrattuali soggettive o per altre particolari attività di minore importanza (come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti), scaturisce per la Società un'obbligazione di fare adempiuta in un determinato momento che comporta la rilevazione a Conto Economico del contributo in un'unica soluzione, nel momento in cui viene eseguita la prestazione da parte di e-distribuzione. Il valore dei contributi viene definito in base alla tipologia di richiesta, in conformità alle prescrizioni indicate da ARERA nel TIC "Testo integrato connessioni". Essi possono essere:

- a *forfait*, nel caso di richieste di prestazioni il cui importo è definito dall'Autorità nel periodo di riferimento;
- a spesa relativa quando l'importo del lavoro è determinato sulla base degli oneri sostenuti dal distributore (costo materiali, manodopera ed eventuali costi aggiuntivi);
- misti nel caso in cui l'importo è determinato in parte a *forfait* e in parte a spesa relativa.

I contributi monetari solitamente vengono fatturati in acconto, nel momento in cui il cliente accetta l'importo della richiesta e vengono rilevati tra le passività contrattuali correnti.

Nella fornitura del servizio di connessione la Società agisce in qualità di "*principal*" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio al cliente.

Nella seguente tabella è infine evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e prestazioni per area geografica:

Migliaia di euro

	2018	2017
Italia	6.627.620	6.521.175
Spagna	26.081	88.523
Romania	15.479	8.802
Cina	-	271
Cile	-	4.298
Altri	7.831	2.875
TOTALE	6.677.011	6.625.944

6. Altri ricavi e proventi – Euro 1.012.951 migliaia

Il dettaglio degli altri ricavi e proventi è riportato di seguito:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Contributi in conto impianti:	17.704	16.691	1.013	6%
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	17.704	16.691	1.013	6%
Plusvalenze da alienazione:	5.462	1.682	3.780	225%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	5.462	1.682	3.780	225%
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	32.712	17.967	14.745	82%
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	31.769	17.449	14.320	82%
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	943	518	425	82%
Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica:	-	184	(184)	(100%)
Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica (terzi)	-	184	(184)	(100%)
Rimborsi da clienti:	428	1.473	(1.045)	(71%)
Rimborsi da clienti (terzi)	428	1.473	(1.045)	(71%)
Personale distaccato:	2.560	1.729	831	48%
Personale distaccato (gruppo)	2.560	1.729	831	48%
Canoni e locazioni varie:	3.080	6.460	(3.380)	(52%)
Canoni e locazioni varie (terzi)	3.071	6.441	(3.370)	(52%)
Canoni e locazioni varie (gruppo)	9	19	(10)	(53%)
Vendita materiali	268	431	(163)	(38%)
Penalità e altre rettifiche da fornitori	11.430	5.739	5.691	99%
Premio continuità del servizio	44.009	65.640	(21.631)	(33%)
Reintegro da CSEA Ods versati e non riscossi	145.867	-	145.867	100%
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	602.505	798.843	(196.338)	(25%)
Altri ricavi e proventi diversi:	146.926	47.935	98.991	207%
Altri ricavi e proventi diversi (terzi)	143.560	41.691	101.869	244%
Altri ricavi e proventi diversi (gruppo)	3.366	6.244	(2.878)	(46%)
TOTALE	1.012.951	964.774	48.177	5%

I ricavi per i contributi ricevuti da organismi comunitari, dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e per elettrificazione rurale sono pari a euro 17.704 migliaia.

L'incremento dei ricavi per contributi, pari a euro 1.013 migliaia, si riferisce per euro 602 migliaia a contributi in conto esercizio relativi a progetti di ricerca (essenzialmente per i progetti Internet of Energy, EuSysFlex e Flexiciency) e per euro 411 migliaia ai maggiori rilasci, dai conti dei risconti passivi, delle quote di contributi di competenza dell'esercizio in seguito al completamento dei lavori ad essi collegati.

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 32.712 migliaia (euro 17.967 migliaia al 31 dicembre 2017), accolgono essenzialmente gli importi dei rimborsi assicurativi ricevuti a fronte del danneggiamento degli impianti. L'aumento è riconducibile in prevalenza all'ottenimento dei risarcimenti assicurativi per danni a impianti derivanti da eventi meteo avversi del marzo 2015.

I rimborsi da clienti si riferiscono in linea di massima a penali e rimborsi per inadempienze contrattuali ricevuti su contratti non in scope IFRS 15 e/o su contratti relativi ad attività di natura accessoria rispetto all'oggetto principale dell'attività aziendale.

I ricavi per personale distaccato si riferiscono ai distacchi del personale di e-distribuzione S.p.A. presso la controllante Enel S.p.A., pari a euro 107 migliaia (euro 604 migliaia al 31 dicembre 2017) e presso le società del gruppo. In quest'ultimo caso, sono prevalentemente riconducibili ad Endesa Distribucion Electrica, per euro 460 migliaia (euro 337 migliaia al 31 dicembre 2017), Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. per euro 335 migliaia (euro 98 migliaia al 31 dicembre 2017), Enel Distributie Muntenia S.A. per euro 233 migliaia (euro 269 migliaia al 31 dicembre 2017), Enel Romania per euro 240 migliaia (euro 210 migliaia al 31 dicembre 2017) e le società Enel.Si per euro 205 migliaia, Open Fiber S.p.A. per euro 145 migliaia ed Enel Italia per euro 188 migliaia con le quali al 31 dicembre 2017 non erano presenti ricavi per personale distaccato.

I canoni e locazioni si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili, di proprietà della Società, non utilizzati nell'ambito dell'attività caratteristica.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2018 (euro 45.500 migliaia) determinata dalla Società stessa sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 - Deliberazione n. 646/15), l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2017 determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 605/18 (euro 1.558 migliaia) e la rettifica del premio relativo all'esercizio 2017 spettante a e-distribuzione S.p.A. per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso ai sensi della Deliberazione ARERA n.549/16 (euro 3.049 migliaia).

Al 31 dicembre 2017 il valore del premio sulla continuità del servizio accoglieva la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2017 (euro 57.100 migliaia), l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2016 (euro 3.440 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 685/16 del 24 novembre 2016 e la stima del premio relativo all'esercizio 2017 per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso (euro 5.100 migliaia).

Si rinvia alla Nota di commento n.10 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

I proventi per reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi, pari a euro 145.867 migliaia, si riferiscono al meccanismo di reintegrazione dei crediti altrimenti non recuperabili connessi agli oneri generali di sistema, versati alla CSEA e al GSE a partire dal 1 gennaio 2016 e non riscossi dalle imprese distributrici, istituito dalla delibera ARERA n. 50/2018.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 602.505 migliaia (euro 798.843 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferiscono ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2018 per la copertura, insieme con i TEE che verranno acquisitati da gennaio a maggio 2019, almeno del 60% dell'obbligo 2018, parte del residuo dell'obbligo del 2017, oltre alla quota restante dell'obbligo 2016. Al 31 dicembre 2017 si riferivano ai contributi relativi alla copertura dell'inadempienza dell'25% dell'obbligo del 2015, del 7% dell'obbligo del 2016 e di parte dell'obbligo del 2017.

Il decremento pari a euro 196.338 migliaia deriva dal minore contributo unitario del periodo e dai minori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 146.926 migliaia (euro 47.935 migliaia al 31 dicembre 2017) presentano un incremento pari a euro 98.991 migliaia sostanzialmente riconducibile all'iscrizione del corrispettivo, pari a euro 128.000 migliaia, relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'*earn-out* connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

7. Materie prime e materiali di consumo – Euro 668.663 migliaia

Il dettaglio delle materie prime e materiali di consumo è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro				
	2018	2017	2018-2017	
Acquisto energia:	21.636	19.319	2.317	12%
Acquisto energia (gruppo)	21.270	19.689	1.581	8%
Acquisto energia esercizi precedenti:	366	(370)	736	(199%)
Acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	366	(370)	736	(199%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	659.370	589.065	70.305	12%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	659.370	589.036	70.334	12%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	-	28	(28)	(100%)
Variazione rimanenze materiali	(12.343)	(114.463)	102.120	(89%)
TOTALE	668.663	493.920	174.743	35%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(549.821)</i>	<i>(327.109)</i>	<i>(222.712)</i>	<i>68%</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 21.270 migliaia (euro 19.689 migliaia al 31 dicembre 2017), comprensivi della sopravvenienza attiva riferita all'esercizio 2017, pari a euro 366 migliaia, si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

L'incremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari a euro 172 milioni, deriva essenzialmente dai maggiori acquisti di materiali MT/BT da destinare all'attuazione del piano Resilienza e/o al ripristino di linee guaste a seguito di eventi atmosferici avversi e dalla riduzione delle scorte dei contatori 2G coerentemente con l'andamento del piano di sostituzione.

8. Servizi – Euro 2.313.607 migliaia

Il dettaglio dei costi per servizi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Trasporto energia elettrica:	1.556.899	1.545.489	11.410	1%
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.559.574	1.559.624	(50)	(0%)
Trasporto energia elettrica (gruppo)	-	12	(12)	100%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	(2.677)	(14.147)	11.470	(81%)
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)	2	-	2	100%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	150.551	140.867	9.684	7%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	49.292	36.573	12.719	35%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	101.259	104.294	(3.035)	(3%)
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	189.963	185.589	4.374	2%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	189.963	185.589	4.374	2%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti esercizi precedenti (terzi)	59	105	(46)	(44%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	70.363	68.931	1.432	2%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	(272)	(272)	-	-
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	70.635	69.203	1.432	2%
Assistenza, consulenza e altre prestazioni da società controllante	31.686	33.889	(2.203)	(7%)
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	24.852	31.838	(6.986)	(22%)
Provvigioni e commissioni	752	557	195	35%
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	30.473	24.632	5.841	24%
Costi per assicurazioni:	30.493	31.829	(1.336)	(4%)
Costi per assicurazioni (terzi)	24.846	26.070	(1.224)	(5%)
Costi per assicurazioni (gruppo)	5.647	5.759	(112)	(2%)
Servizi e altre spese connesse al personale	12.319	16.463	(4.144)	(25%)
Prestazioni professionali e tecniche	30.631	28.880	1.751	6%
Servizi di ristorazione (gruppo)	21.878	22.711	(833)	(4%)
Servizi commerciali e altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale SpA	250	650	(400)	(62%)
Personale distaccato (gruppo)	301	50	251	502%
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	6.507	12.920	(6.413)	(50%)
Altri costi per servizi:	33.952	32.467	1.485	5%
Altri costi per servizi (terzi)	4.801	4.954	(153)	(3%)
Altri costi per servizi (gruppo)	29.151	27.513	1.638	6%
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	40.714	45.234	(4.520)	(10%)
Affitti e locazioni (terzi)	743	9.497	(8.754)	(92%)
Affitti e locazioni (gruppo)	39.971	35.737	4.234	12%
Canoni di noleggio:	48.414	36.291	12.123	33%
Canoni di noleggio (terzi)	48.414	36.280	12.134	33%
Canoni di noleggio (gruppo)	-	11	(11)	(100%)
Altri affitti e locazioni (terzi)	2.209	1.966	243	12%
Altri canoni e costi (terzi)	30.400	27.620	2.780	10%
TOTALE	2.313.607	2.288.873	24.734	1%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(13.855)</i>	<i>(13.721)</i>	<i>(134)</i>	<i>1%</i>

I costi per trasporto energia elettrica verso terzi si riferiscono al costo verso Terna S.p.A. per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

L'incremento dei costi per trasporto energia, pari a euro 11.410 migliaia, deriva, come in precedenza esposto, dall'iscrizione nel primo semestre 2017 della sopravvenienza attiva (pari ad euro 15 milioni), in seguito al rilascio di accertamento di costi di trasporto registrati in anni precedenti.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 189.963 migliaia (euro 185.589 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, ispezioni e verifiche periodiche agli impianti, ecc).

I costi per servizi commerciali ed altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. si riferiscono ai servizi prestati, a partire dal 1° gennaio 2008, nell'ambito del contratto stipulato tra le società per la prestazione dei servizi commerciali e del servizio di connessione. La riduzione del costo si riferisce alla ridefinizione del perimetro di attività svolte da Servizio Elettrico Nazionale.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri riguarda gli stanziamenti relativi alle franchigie assicurative e il rilascio delle passività associate a contenziosi di natura contrattuale o inerenti l'esercizio degli impianti che coinvolgono la Società.

I costi per servizi verso società del Gruppo accolgono essenzialmente i servizi accentrati (affari istituzionali, legale, personale e organizzazione, ecc.) e di comunicazione istituzionale.

I costi per servizi e godimento beni verso società del gruppo relativi alle spese telefoniche, postali e servizi informatici, all'amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti, alla vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, ai servizi di ristorazione, agli affitti e locazioni e ai canoni di noleggio, sono prestati da Enel Italia S.r.l.

La riduzione di tali costi è riconducibile essenzialmente all'impiego di minori risorse da parte di Enel Italia S.r.l. per le attività prestare a e-distribuzione S.p.A.

L'incremento dei canoni di noleggio verso terzi è da attribuire ai costi per noleggi gruppi di continuità a causa del maltempo.

La riduzione dei costi per servizi verso terzi riguardano essenzialmente i minori costi legati alle commesse.

9. Costo del personale – Euro 1.071.579 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

Migliaia di euro	Note	2018			2017		2018-2017	
Salari e stipendi			730.601		744.390		(13.789)	(2%)
Oneri sociali			243.820		230.828		12.992	6%
Benefici successivi al rapporto di lavoro	36		46.462		48.078		(1.616)	(3%)
Altri benefici a lungo termine	36		3.386		2.815		571	20%
Altri costi	37		45.331		26.369		18.962	72%
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	37		1.979		(1)		1.980	(198.000%)
TOTALE			1.071.579		1.052.479		19.100	2%
<i>di cui capitalizzati</i>			<i>(314.293)</i>		<i>(289.139)</i>		<i>(25.154)</i>	<i>9%</i>

La voce “Benefici successivi al rapporto di lavoro” include i piani a benefici definiti e i piani a contributi definiti. In maggior dettaglio, il costo per i piani a contributi definiti ammonta a euro 40.766 migliaia (euro 42.443 migliaia al 31 dicembre 2017) riconducibili essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto.

La variazione in aumento degli oneri sociali, pari a complessivi euro 13 migliaia, è principalmente riconducibile agli importi versati in seguito alla rottamazione di alcune cartelle INPS, per un importo pari a euro 9.469 migliaia.

L'aumento degli “Altri benefici a lungo termine”, di euro 571 migliaia, è legato all'aumento dei costi legati al piano Premio di Fedeltà, per euro 197 migliaia, e al piano Piani di incentivazione Infrastrutture e Reti, pari a euro 374 migliaia.

La voce “Altri costi” include essenzialmente l'onere per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro in nesso all'accantonamento effettuato al fondo incentivo all'esodo effettuato nell'esercizio, in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. Legge Fornero), per un ammontare pari complessivamente a euro 15.940 migliaia (euro 6.449 migliaia nel 2017).

Gli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso sono relativi a passività associate a contenziosi relativi al personale o in materia di lavoro della Società il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 38 “Fondi per rischi e oneri”.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2018 è pari a 15.142 unità e ha evidenziato un decremento di 641 unità. Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “Risorse umane” della Relazione sulla gestione.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media del personale per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2017.

	Consistenza media			Consistenza	
	2018	2017	2018-2017	al 31 dicembre 2018	
Dirigenti	110	110	0	105	
Quadri	994	1.013	(20)	1.002	
Impiegati	7.597	8.052	(455)	7.385	
Operai	6.678	6.816	(139)	6.650	
TOTALE	15.378	15.992	(613)	15.142	

10. Ammortamenti e impairment - Euro 1.174.648 migliaia

Gli ammortamenti e impairment sono composti come evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	2018	2017	2018-2017	
Ammortamento delle attività materiali	914.858	1.009.173	(94.315)	(9%)
Ammortamento delle attività immateriali	39.270	53.753	(14.483)	(27%)
Impairment attività materiali	389	600	(211)	(35%)
Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore di attività materiali e immateriali	954.517	1.063.526	(109.009)	(10%)
Impairment di crediti commerciali, altri crediti ed altre attività	236.329	101.559	134.770	133%
Ripristini di valore di crediti commerciali, altri crediti ed altre attività	(16.198)	(12.510)	(3.688)	29%
Impairment e ripristini di valore di crediti commerciali, altri crediti ed altre attività	220.131	89.049	131.082	147%
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.174.648	1.152.575	22.073	2%

La riduzione degli ammortamenti delle attività materiali deriva essenzialmente, per euro 130.357 migliaia, all'allungamento delle vite utili relative alle linee MT/BT e prese utenti da 30 a 35 anni.

L'impairment dei crediti commerciali ed i ripristini di valore al 31 dicembre 2018, pari a euro 236.329 migliaia, riflettono l'accantonamento stanziato ai fini IFRS 9 sui crediti commerciali (per euro 235.872 migliaia) e sugli altri crediti (per euro 546 migliaia). La voce, al 31 dicembre 2017, pari a euro 101.559 migliaia si riferisce, invece, allo stanziamento effettuato ai fini IAS 39.

La tabella di seguito riportata evidenzia la composizione degli impairment e dei ripristini di valore:

Migliaia di euro	Note	2018	2017	2018-2017
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	16	389	600	(211)
Crediti commerciali	25	236.329	101.559	134.770
Ripristini di valore				
Crediti commerciali	25	(16.198)	(12.510)	(3.688)
Totale		220.520	89.649	130.871

Per maggiori dettagli si rinvia alle note nota n. 47 "Strumenti Finanziari" e n. 48 "Risk management".

11. Altri costi operativi – Euro 835.304 migliaia

Il dettaglio degli Altri costi operativi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	1.743	10.506	(8.763)	(83%)
Minusvalenze ordinarie alienazioni	6.962	5.542	1.420	26%
Imposte, tasse e tributi	40.964	43.394	(2.430)	(6%)
Titoli efficienza energetica:	606.632	776.327	(169.695)	(22%)
Titoli efficienza energetica annuali (gruppo)	(64)	-	(64)	-
Titoli efficienza energetica annuali (terzi)	606.696	776.327	(169.631)	(22%)
Contributi e quote associative	10.433	10.171	262	3%
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 ARERA)	7.733	5.399	2.334	43%
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del.646/15 ARERA)	24.357	6.053	18.304	302%
Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 ARERA)	89.786	35.182	54.604	155%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 ARERA)	8.146	8.056	90	1%
Altri costi operativi:	38.548	19.863	18.685	94%
Altri costi operativi (terzi)	30.328	13.127	17.201	131%
Altri costi operativi (gruppo)	8.220	6.736	1.484	22%
TOTALE - Altri costi operativi	835.304	920.493	(85.189)	(9%)

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2018 presenta un saldo pari ad euro 1.743 migliaia (euro 10.506 migliaia al 31 dicembre 2017) e riflette euro 5.325 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 39.784 migliaia nel 2017) ed euro 3.582 migliaia di rilasci a conto economico (euro migliaia 29.278 nel 2017).

La riduzione degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 8.763 migliaia, deriva principalmente:

- dall' accantonamento effettuato nel 2017, pari a euro 15.000 migliaia, in relazione agli impegni presentati da e-distribuzione a seguito della Determina n. 40/2017 ARERA;
- dal maggior accantonamento, pari a euro 1.924 migliaia, del fondo salute e sicurezza sul lavoro;
- dal rilascio effettuato nel 2017, pari a euro 3.800 migliaia, del fondo stanziato per cessione impianti a Telat.

Le imposte tasse e tributi accolgono sostanzialmente nel 2018 la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.367 migliaia (euro 20.452 migliaia nel 2017), l'imposta municipale unica, pari a euro 17.332 migliaia (euro 17.354 migliaia nel 2017), la tassa sui rifiuti solidi urbani, pari a euro 653 migliaia (euro 1.753 migliaia nel 2017), il tributo per i servizi indivisibili (introdotto con la legge n. 147 del 27 dicembre 2013), pari a euro 1.041 migliaia (euro 1.053 migliaia nel 2017), e l'imposta di registro, pari a euro 244 migliaia (euro 402 migliaia al 31 dicembre 2017).

I Titoli Efficienza Energetica si riferiscono per euro 606.632 migliaia al costo dei titoli acquistati per coprire l'obbligo di efficienza energetica del 2018 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2017 e del 2016.

Nel 2017 si riferivano per euro 776.327 migliaia al costo dei titoli acquistati per l'obbligo di efficienza del 2017 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2016 e del 2015.

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 169.695 migliaia, deriva dal minor prezzo di acquisto e dai minori volumi di TEE acquistati.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo riconosciuto ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 3.290 migliaia (euro 3.190 migliaia al 31 dicembre 2017) e alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 3.180 migliaia (euro 3.400 migliaia al 31 dicembre 2017). Inoltre la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 2.603 migliaia (euro 2.266 migliaia al 31 dicembre 2017).

La normativa dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (la delibera n.646/15 ha aggiornato la delibera n.198/11 per il periodo di regolazione 2016-2023) ha previsto un sistema di indennizzi a carico del distributore, che al 31 dicembre 2018 hanno comportato l'iscrizione di costi pari a euro 7.733 migliaia (euro 5.399 migliaia nel 2017), per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in MT (Titolo 5), un sistema di indennizzi per interruzioni prolungate ed estese, pari a euro 24.357 migliaia (euro 6.053 migliaia nel 2017) e un contributo a carico del distributore destinato a finanziare il Fondo eventi eccezionali per i rimborsi da corrispondere ai clienti finali a seguito delle interruzioni di durata superiore agli standard, pari a euro 8.146 migliaia (euro 8.056 migliaia nel 2017), verificatesi in periodi di condizioni meteorologiche eccezionali o di eventi eccezionali (Titolo 7). Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 89.786 migliaia (euro 35.182 migliaia nel 2017) accolgono il valore delle penali stimate sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 - Delibera n. 646/15).

12. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 877.969 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro				
	2018	2017	2018-2017	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(314.293)	(289.139)	(25.154)	9%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(549.821)	(327.109)	(222.712)	68%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(13.855)	(13.721)	(134)	1%
TOTALE	(877.969)	(629.969)	(248.000)	39%

L'andamento dei costi per lavori interni capitalizzati è in linea con l'andamento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

13. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2018, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

Al 31 dicembre 2017 i proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente all'iscrizione della plusvalenza, pari a euro 11.660 migliaia, derivante dalla cessione ad Enel S.p.A. del 100% della partecipazione in Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. (prima denominata Enel M@p S.r.l.).

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 29.081 migliaia

Il dettaglio dei Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati è di seguito esposto.

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	-	1.819	(1.819)	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	3	1	(2)	(200%)
Totale proventi finanziari da derivati	3	1.820	(1.817)	(100%)
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	(29.083)	(30.623)	1.540	(5%)
- oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	(1)	(7)	6	(86%)
Totale oneri finanziari da derivati	(29.084)	(30.630)	1.546	(5%)
TOTALE - Oneri e proventi finanziari da derivati	(29.081)	(28.810)	(271)	1%

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "Derivati e hedge accounting".

15. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 354.816 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 54.307 migliaia a proventi finanziari (euro 36.546 migliaia nel 2017) e per euro 407.363 migliaia a oneri finanziari (euro 407.610 migliaia nel 2017). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Proventi finanziari				
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	89	102	(13)	(13%)
Interessi attivi su sul c/c intersocietario	-	-	-	-
Differenze positive di cambio	2	17	15	88%
Altri proventi finanziari	54.197	36.427	(17.770)	(49%)
Totale proventi finanziari	54.307	36.546	17.761	49%
Oneri finanziari				
Interessi passivi su finanziamenti bancari	(23.898)	(26.995)	3.097	(11%)
Interessi passivi su altri finanziamenti	(339.146)	(339.146)	-	-
Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma	(20.733)	(27.655)	6.922	(25%)
Commissioni passive sul factoring	(1.108)	(126)	(982)	779%
Differenze negative di cambio	(2)	(9)	7	(78%)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo ine relativi al personale	(7.858)	(7.618)	(240)	3%
Altri oneri finanziari	(14.618)	(6.061)	(8.557)	141%
Totale oneri finanziari	(407.363)	(407.610)	247	(0%)
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	(1.760)	-	(1.760)	(100%)
TOTALE - Proventi/(oneri) finanziari netti	(354.816)	(371.064)	18.008	(5%)

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 12.533 migliaia (euro 15.666 migliaia nel 2017) alla remunerazione del credito inerente il Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera ARERA n. 157/12;

- per euro 19.324 migliaia (euro 15.768 migliaia al 31 dicembre 2017) ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 18.181 migliaia (euro 3.916 migliaia nel 2017) agli interessi attivi di mora.

Gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 23.898 migliaia (euro 26.995 migliaia nel 2017) si riferiscono essenzialmente agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti.

Gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 339.146 migliaia (euro 339.146 migliaia nel 2017) si riferiscono agli interessi maturati sui finanziamenti erogati nel 2012 da Enel Finance International N.V.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono principalmente agli interessi di dilazione per il pagamento a GSE pari a euro 8.300 migliaia, alle commissioni su fidejussioni pari a euro 2.618 migliaia (euro 2.916 migliaia nel 2017) e all'impairment sulle disponibilità liquide per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9 pari a euro 1.649 migliaia.

Le differenze positive e negative di cambio si riferiscono ai differenziali maturati sulle partite in valuta relative ai materiali inerenti le forniture di contatori elettronici in Romania.

La voce "Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari" riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sui crediti finanziari e sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per maggiori dettagli sull'impairment si rimanda alla nota n. 47 "Strumenti finanziari".

16. Imposte – Euro 612.796 migliaia

Le imposte correnti sono costituite per euro 459.195 migliaia dall'IRES (27,5%) e per euro 109.798 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,890% come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, complessivamente negativa per euro 43.647 migliaia.

L'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 612.796 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 2.120.233 migliaia, è pari al 28,9%.

Nel 2017 le imposte sul reddito sono state pari a euro 592.422 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 1.924.635 migliaia, con un'incidenza del 30,8%.

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017	
Imposte Correnti	569.149	613.876	(44.727)	(7%)
IRES	459.195	498.729	(39.534)	(8%)
IRAP	109.798	115.130	(5.332)	(5%)
Imposte estere	156	17	139	100%
Imposte differite	(545)	(95)	(450)	474%
Imposte anticipate	44.192	(21.359)	65.551	(307%)
TOTALE - Imposte	612.796	592.422	20.374	3%

La riduzione del tax rate deriva essenzialmente dall'applicazione del regime di tassazione cd. "PEX" al corrispettivo,

pari ad euro 128.000 migliaia, relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'*earn out* connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas). La variazione del tax rate riflette inoltre gli effetti fiscali connessi all'applicazione dei principi contabili IFRS 15 e IFRS 9.

Tali effetti hanno generato una riduzione delle imposte correnti IRES ed IRAP, pari a euro 44.866 migliaia, un'incremento delle imposte anticipate, pari a euro 65.551 migliaia, e delle imposte differite, pari a euro 450 migliaia.

Le imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto sono state complessivamente pari a euro 3.512 migliaia (euro 7.474 migliaia al 31 dicembre 2017) e si riferiscono principalmente all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse (CFH) sull'indebitamento a lungo termine e all'effetto fiscale delle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19).

Per il commento delle imposte differite attive e passive si rinvia alla nota di commento n. 20.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

Migliaia di euro

	2018	2017
Risultato ante imposte	2.120.233	1.924.635
Aliquota fiscale applicabile	24,0%	24,0%
Imposte teoriche IRES	508.856	461.912
Minori imposte:		
plusvalenze da partecipazioni esenti	(29.184)	(2.658)
dividendi da partecipazioni	-	(114)
utilizzo fondi	(52.828)	(59.242)
ammortamenti (e.s.reversal)	(16.209)	(7.250)
deduzione IRAP da IRES	-	-
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	
Altro		
Maggiori imposte:		
svalutazioni d'esercizio	93	144
accantonamento ai fondi	75.908	49.418
Ammortamenti	30.773	44.154
telefonia e autoveicoli	5.416	6.050
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	471.712	510.420
IRAP	111.129	115.767
Totale fiscalità differita	39.872	(26.786)
Differenze su stime imposte correnti anni precedenti	(10.367)	(7.350)
Imposte estere	450	371
Imposte sul reddito	612.796	592.422

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

17. Immobili, impianti e macchinari – Euro 15.990.761 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2017 e 2018) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni immobili	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2017								
Costo originario	103.528	1.471.684	41.687.366	141.923	192.868	180.331	645.630	44.423.330
Rivalutazioni	15.034	143.564	2.872.192	34	(287)	-	-	3.030.537
Valore di Bilancio	118.562	1.615.248	44.559.558	141.957	192.581	180.331	645.630	47.453.867
Fondo ammortamento	-	(946.257)	(31.480.461)	(93.665)	(167.768)	(134.450)	-	(32.822.601)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	23.114	689.312	334	2.993	-	-	715.753
Consistenza al 31.12.2017	118.562	692.105	13.768.409	48.626	27.806	45.881	645.630	15.347.019
Investimenti ordinari	1.058	14.724	1.094.897	13.292	14.397	1.122	428.242	1.567.732
Investimenti straordinari - Valore lordo	-	51	530	-	-	-	-	581
Investimenti straordinari - Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale investimenti straordinari	-	51	530	-	-	-	-	581
Disinvestimenti ordinari:								
Valore lordo	(52)	(1.810)	(200.475)	(5.389)	(4.785)	(23.659)	(310)	(236.479)
Fondo ammortamento	-	985	193.869	4.455	4.789	22.281	-	226.378
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	(12)	(291)	-	-	-	-	(304)
Totale disinvestimenti ordinari	(52)	(837)	(6.897)	(934)	4	(1.379)	(310)	(10.405)
Disinvestimenti straordinari:								
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale disinvestimenti straordinari	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche altre:								
Valore lordo	237	(337)	199	(1.189)	1.189	(99)	-	(0)
Fondo ammortamento	-	1	(38)	67	(95)	64	-	(0)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	1	(1)	-	-	-	-	-
Riclassifiche Altre	237	(335)	160	(1.122)	1.094	(35)	-	(0)
Passaggi in esercizio	2.483	25.214	321.203	-	-	13.060	(361.960)	-
Impairment rilevato a conto economico:							(389)	(389)
Ammortamenti	-	(30.374)	(855.695)	(8.233)	(11.065)	(9.491)	-	(914.858)
Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti VB	41	34	1.019	157	0	-	-	1.252
Altri movimenti F.do	-	(6)	(65)	(99)	(0)	-	-	(170)
Totale variazioni	3.767	8.471	555.152	3.062	4.429	3.277	65.584	643.743
Situazione al 31.12.2018								
Costo originario	107.318	1.509.895	42.950.784	148.796	203.668	170.755	711.214	45.802.430
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	2.984.010
Valore di Bilancio	122.329	1.653.124	45.776.808	148.829	203.380	170.755	711.214	48.786.440
Fondo ammortamento	-	(975.650)	(32.142.267)	(97.475)	(174.139)	(121.597)	-	(33.511.127)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	23.102	689.020	334	2.993	(0)	-	715.448
Consistenza al 31.12.2018	122.329	700.576	14.323.562	51.688	32.235	49.158	711.214	15.990.761

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2016								
Costo originario	100.578	1.429.627	40.494.700	134.700	191.657	178.237	684.791	43.214.290
Rivalutazioni	15.047	143.761	3.109.445	35	52	-	-	3.268.340
Valore di Bilancio	115.625	1.573.388	43.604.145	134.736	191.709	178.237	684.791	46.482.630
Fondo ammortamento	-	(916.660)	(30.718.912)	(92.210)	(166.198)	(125.136)	-	(32.019.116)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	23.113	690.349	334	2.993	(0)	-	716.789
Consistenza al 31.12.2016	115.625	679.842	13.575.582	42.859	28.504	53.101	684.791	15.180.303
Investimenti ordinari	635	13.349	794.077	18.496	10.501	440	349.831	1.187.327
Valore lordo	2	19	410	52	-	-	-	483
Fondo ammortamento	-	(2)	(1)	(29)	-	-	-	(32)
Totale investimenti straordinari	2	17	410	23	-	-	-	451
Disinvestimenti ordinari:								
<i>Valore lordo</i>	(105)	(515)	(190.401)	(4.678)	(9.267)	(3.758)	(262)	(208.987)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	111	186.579	3.789	9.242	2.729	-	202.449
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	(2)	(760)	-	-	-	-	(762)
Totale disinvestimenti ordinari	(105)	(406)	(4.582)	(890)	(25)	(1.029)	(262)	(7.300)
Disinvestimenti straordinari:								
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale disinvestimenti straordinari	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche altre:								
Valore lordo	473	76	(27)	0	(23)	(499)	-	(0)
Fondo ammortamento	-	(278)	385	7	0	270	-	386
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	3	(278)	-	-	-	-	-
Riclassifiche Altre	473	(199)	81	8	(22)	(229)	-	112
Passaggi in esercizio	1.933	28.931	351.354	-	-	5.912	(388.130)	-
Impairment rilevato a conto economico:							(600)	(600)
Ammortamenti	-	(29.429)	(948.512)	(7.827)	(11.091)	(12.314)	-	(1.009.172)
Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita	-	-	-	(4.042)	(60)	-	-	(4.102)
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale variazioni	2.937	12.264	192.827	5.767	(698)	(7.220)	(39.162)	166.716
Situazione al 31.12.2017								
Costo originario	103.528	1.471.685	41.687.366	141.923	192.868	180.331	645.630	44.423.330
Rivalutazioni	15.034	143.564	2.872.192	34	(287)	-	-	3.030.537
Valore di Bilancio	118.562	1.615.249	44.559.558	141.957	192.580	180.331	645.630	47.453.867
Fondo ammortamento	-	(946.257)	(31.480.461)	(93.665)	(167.768)	(134.450)	-	(32.822.601)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	23.114	689.312	334	2.993	(0)	-	715.753
Consistenza al 31.12.2017	118.562	692.105	13.768.409	48.626	27.806	45.881	645.630	15.347.019

Il valore al 31 dicembre 2018 delle rivalutazioni legge n.350/03 effettuate nell'esercizio 2003, al fine di eliminare gli effetti degli ammortamenti operati in applicazione di norme tributarie, alla data di transizione ai principi contabili internazionali è stato considerato quale "fair value as deemed cost" alla data di rivalutazione.

Le migliorie su immobili di terzi accolgono il valore residuo dei costi sostenuti per interventi di modifica o di adeguamento di immobili in locazione di proprietà di terzi.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti di seguito dettagliati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Terreni e fabbricati	2.797	722	2.075
Reti di distribuzione			
Impianti di Alta Tensione	81.043	86.110	(5.067)
Impianti di Media Tensione	582.224	465.272	116.952
Impianti di Bassa Tensione	793.182	540.683	252.499
Altri impianti e macchinari	68.586	55.182	13.404
Altri beni e attrezzature	29.721	30.743	(1.022)
Migliorie su beni di terzi	10.180	8.615	1.564
Totale investimenti ordinari	1.567.731	1.187.327	380.404
Investimenti straordinari	581	483	98
TOTALE	1.568.313	1.187.811	380.502

L'aumento degli investimenti della Rete di distribuzione deriva essenzialmente dai maggiori investimenti in contatori elettronici in conseguenza dell'avvio del piano *Open Meter*, approvato dall'ARERA con la deliberazione n. 222/2017/R/eel, che prevede la sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione. Al 31 dicembre 2018 tra gli investimenti delle reti di distribuzione sono presenti euro 6.614 migliaia riferiti ad esiti di coperture da rischio cambio effettuate sugli acquisti di contatori e concentratori di seconda generazione in dollari installati nell'esercizio e che, come previsto dall'IFRS 9, sono stati stornati dal patrimonio netto dalla riserva di cash flow ed inclusi nel valore iniziale dell'attività coperta (cd. "basis adjustment").

L'aumento degli investimenti è altresì da attribuire all'incremento degli investimenti in qualità del servizio riconducibili al Piano Resilienza, finalizzati ad incrementare la resilienza delle reti ai principali fattori di rischio meteorologici identificati.

Nella Relazione sulla gestione è riportata un'analisi di maggior dettaglio degli investimenti.

Gli ammortamenti sono stati calcolati applicando le aliquote economico – tecniche rappresentative della vita utile degli impianti della rete di distribuzione, in linea con la rivisitata vita utile dei beni interessati evidenziata nella Nota di commento n. 2 "Principi contabili e criteri di valutazione". Tale cambiamento di stima ha comportato minori ammortamenti economico-tecnici nell'esercizio 2018 per circa euro 130.357 migliaia, al lordo dell'effetto fiscale teorico stimabile in circa euro 37.660 migliaia, effetto che si è riflesso in egual misura sul risultato dell'esercizio 2018 e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2018.

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Terreni	6.006	6.594	(588)
Fabbricati	51.738	54.303	(2.565)
Impianti e macchinari	640.085	567.393	72.692
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	395	348	47
Migliorie su immobili di terzi	12.990	16.992	(4.002)
Parti di ricambio	-	-	-
TOTALE - Immobilizzazioni in corso e acconti	711.214	645.630	65.584

Al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 non sono presenti beni gratuitamente devolvibili iscritti tra i Fabbricati strumentali.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2018 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro

	al 31.12.2018			al 31.12.2017	2018-2017
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	122.329		122.329	118.562	3.767
Fabbricati civili	8.182	5.423	2.759	2.964	(205)
Fabbricati strumentali	1.644.942	947.124	697.818	689.142	8.676
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	19.835	1.784	18.051	17.762	289
Cabine primarie	4.007.775	2.776.684	1.231.091	1.258.019	(26.927)
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	5.587.552	3.011.911	2.575.641	2.509.398	66.243
Linee di media tensione	13.296.459	9.490.521	3.805.938	3.689.509	116.429
Linee di bassa tensione	13.698.322	9.950.975	3.747.348	3.661.306	86.042
Prese	4.076.058	2.766.823	1.309.234	1.281.257	27.978
Contatori	3.840.110	2.442.179	1.397.931	1.141.950	255.982
Altri impianti	1.250.695	1.012.371	238.324	209.209	29.115
Totale reti di distribuzione	45.776.807	31.453.248	14.323.559	13.768.409	555.151
Attrezzature	148.830	97.142	51.688	48.626	3.062
Altri beni	203.380	171.146	32.235	27.806	4.429
Migliori su beni di terzi	170.755	121.597	49.158	45.881	3.277
Immobilizzazioni in corso e acconti	711.214	-	711.214	645.630	65.584
TOTALE	48.786.439	32.795.679	15.990.760	15.347.019	643.741

Per le informazioni relative alle modalità di recupero del valore degli impianti di distribuzione alla scadenza della concessione e per le informazioni in merito all'IFRIC 12 si rinvia a quanto esposto nella Nota di commento n.2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

18. Leasing operativo– Euro 91.337 migliaia

La Società in veste di locatario, è titolare di alcuni contratti di leasing operativo.

In particolare, la Società ha preso in locazione fabbricati, autoveicoli e attrezzature strumentali all'attività di impresa, per mezzo di contratti di leasing operativo con Enel Italia S.r.l. e società terze.

I canoni sono contabilizzati nei "Costi per Servizi" e sono dettagliati nella tabella seguente:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017
Pagamenti minimi	91.337	83.491	7.846
Totale	91.337	83.491	7.846

I pagamenti minimi futuri dovuti dalla società per i *leasing* operativi sono rappresentati, in base alla scadenza, nella successiva tabella:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017
Periodi:			
entro un anno	49.584	70.609	(21.025)
tra uno e cinque anni	143.247	241.329	(98.082)
oltre 5 anni	80.869	71.946	8.923
Totale	273.701	383.885	(110.184)

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto di parti di impianto a Wind per l'appoggio di proprie apparecchiature. Tali canoni sono contabilizzati nei "Ricavi delle vendite e prestazioni" e sono stati pari a euro 1.081 migliaia nel 2018 (euro 2.669 migliaia nel 2017).

I pagamenti minimi futuri che la società ha il diritto di ricevere in base al contratto di *leasing* sono dettagliati nella seguente tabella:

Migliaia di euro

	2018	2017	2018-2017
Periodi:			
entro un anno	12.900	9.473	3.427
tra uno e cinque anni	77.500	28.545	48.955
oltre 5 anni	40.024	1.764	38.260
Totale	130.424	39.782	90.642

L'incremento dei valori del 2018 rispetto all'esercizio precedente è riconducibile alle quote di competenza dell'esercizio relative ai diritti di appoggio della fibra ottica (IRU) concessi ad Open Fiber S.p.A. e altre società di telecomunicazione.

19. Attività immateriali – Euro 291.327 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2017 e 2018) è esposto di seguito:

Migliaia di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo	4.805	541.259	260.879	167.966	974.909
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.796)	(497.962)	(259.520)	-	(762.278)
Consistenza al 31 dicembre 2017	8	43.298	1.359	167.966	212.631
Attività acquisite separatamente	3.987	55.035	-	58.454	117.476
Passaggi in esercizio	14.258	64.686	-	(78.944)	-
Dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(483)	(38.015)	(773)	-	(39.270)
Altre Riclassifiche - Valore di Bilancio	(16.885)	16.885	-	-	-
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	437	(437)	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	491	491
Totale variazioni	1.313	98.155	(773)	(19.999)	78.696
Costo	6.164	677.865	260.879	147.967	1.092.876
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.842)	(536.413)	(260.293)	-	(801.548)
Consistenza al 31 dicembre 2018	1.322	141.452	587	147.967	291.327

Migliaia di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo	4.805	550.351	260.865	95.700	911.722
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.739)	(457.326)	(258.747)	-	(720.813)
Consistenza al 31 dicembre 2016	65	93.025	2.118	95.700	190.909
Attività acquisite separatamente	215	171	14	87.135	87.535
Passaggi in esercizio	6.518	3.303	-	(9.821)	-
Dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(2.073)	(50.907)	(773)	-	(53.753)
Impairment rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita	(4.717)	(2.294)	-	(5.050)	(12.060)
Totale variazioni	(57)	(49.727)	(759)	72.265	21.722
Costo	4.805	541.259	260.879	167.966	974.909
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.796)	(497.962)	(259.520)	-	(762.278)
Consistenza al 31 dicembre 2017	8	43.298	1.359	167.966	212.631

I diritti di brevetto industriale sono costituiti dal valore residuo di sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete.

L'incremento dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno è da ricondursi all'aumento degli investimenti informatici inerenti i Sistemi di smart metering 2G e al Progetto Digitaly.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Costi di sviluppo	3.006	76.347
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	144.961	91.619
Software non tutelato	-	-
TOTALE	147.967	167.966

L'incremento Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno è da ricondursi principalmente a quelli relativi al Progetto Digitaly, ed agli applicativi evolutivi di gestione della misura e dei sistemi dell'area Servizi Commerciali di rete.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

Migliaia di euro

		al 31.12.2018	al 31.12.2017		
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
3	1 mese	5.991	(5.815)	176	83
3	8 mesi	6.079	(4.633)	1.446	-
3	9 mesi	15.024	(11.247)	3.778	42
3	10 mesi	9.317	(6.724)	2.593	1.606
3	11 mesi	5.881	(4.084)	1.797	17.513
3	1 anno	-	-	-	27
3	1 anno e 1 mese	34	(18)	16	2.146
3	1 anno e 2 mesi	1	(0)	0	-
3	1 anno e 8 mesi	-	-	-	3.472
3	1 anno e 9 mesi	-	-	-	8.786
3	1 anno e 10 mesi	-	-	-	5.698
3	1 anno e 11 mesi	136	(90)	45	3.757
3	2 anni e 1 mese	22	(7)	15	-
3	2 anni e 2 mesi	13	(3)	10	28
3	2 anni e 3 mesi	-	-	-	1
3	2 anni e 4 mesi	5.536	(154)	5.382	-
3	2 anni e 5 mesi	13	(3)	10	0
3	2 anni e 8 mesi	1.080	(120)	960	-
3	2 anni e 9 mesi	11.286	(1.254)	10.032	-
3	2 anni e 10 mesi	2.342	(116)	2.226	-
3	2 anni e 11 mesi	116.315	(3.354)	112.960	90
5	10 mesi	34	(28)	6	36
5	1 anno e 10 mesi	-	-	-	12
TOTALE		179.102	(37.649)	141.452	43.298

20. Attività per imposte differite – Euro 1.652.008 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 16.274 migliaia

Le “Attività per imposte differite” e “Passività per imposte differite” sono determinate sulla base delle aliquote fiscali previste alla data di rientro delle differenze temporanee ed ammontano a euro 1.035.734 migliaia (euro 611.119 migliaia al 31 dicembre 2017).

Si forniscono in dettaglio i movimenti delle “Attività per imposte differite” e delle “Passività per imposte differite”, per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali stimate nel presente periodo d'imposta.

Migliaia di euro		restatement per IFRS9/15	Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Conto economico	Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto	Altre variazioni con imputazione a Conto Economico	Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto	
	al 1 gennaio 2018						al 31 dicembre 2018
Attività per imposte sul reddito differite:							
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	208.335	-	(34.750)	-	-	-	173.585
perdite di valore a deducibilità differita	34.613	5.326	48.708	-	-	-	88.648
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	306.478	-	24.406	-	(110)	-	330.773
TFR e altri benefici ai dipendenti	49.738	-	(1.145)	(472)	(9)	-	48.112
imposte e tasse deducibili per cassa	845	-	146	-	-	-	991
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	1.835	-	597	-	-	-	2.432
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	25.345	1.066.450	(82.035)	(2.377)	-	-	1.007.383
Totale attività per imposte sul reddito differite	627.274	1.071.776	(44.073)	(2.849)	(119)	-	1.652.008
Passività per imposte sul reddito differite:							
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.134	-	(6)	-	-	-	3.128
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-	-
altre partite	5.801	-	(72)	-	-	-	5.729
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	7.221	-	(468)	663	-	-	7.416
TOTALE -Passività per imposte sul reddito differite	16.156	-	(545)	663	-	-	16.274

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2018 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,890% per l'IRAP (come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

Le Attività per imposte differite sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali.

Al 1° gennaio 2018 la Società ha rilevato attività per imposte anticipate con imputazione a patrimonio netto derivante dall'applicazione del principio contabile IFRS 15 (euro 1.066.450 migliaia) e IFRS 9 (euro 5.326 migliaia).

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Conto Economico si riferiscono essenzialmente alla movimentazione, del fondo svalutazione crediti e dei Fondi rischi e oneri (principalmente Fondo incentivi all'esodo).

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto si riferiscono all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse e su rischio cambio (CFH) nonché all'effetto fiscale sulle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

21. Partecipazioni – Euro 792 migliaia

Il prospetto di seguito riportato evidenzia per ciascuna partecipazione i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e altre imprese.

Migliaia di euro	al 31.12.2017		al 31.12.2018	
	Costo originario	Valore a bilancio	Costo originario	Valore a bilancio
Partecipazioni in:				
- controllate	722	722	722	722
- altre imprese	70	70	70	70
TOTALE	792	792	792	792

Le partecipazioni in imprese controllate si riferiscono al valore della partecipazione di maggioranza (60%) nella società Enel Saudi Arabia Ltd., costituita nel 2016 a seguito di Joint Venture Agreement con il Gruppo Eram per la partecipazione alle gare del Progetto "Smart Grids" in Arabia Saudita.

Le partecipazioni in imprese controllate sono valutate al costo e sono soggette ad impairment test quando sono presenti indicatori di eventuali perdite durevoli di valore.

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio Anea (Agenzia napoletana energia ambiente).

Le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore.

Pur essendo il *fair value* non attendibilmente determinabile, si ritiene che il relativo valore non possa avere un impatto significativo su e-distribuzione S.p.A. visto il valore minimale.

22. Derivati – euro 97.868 migliaia – euro 2.439

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie-derivati	54	-	2.507	-
Passività finanziarie derivati	97.922	96.770	68	10.469
TOTALE	97.976	96.770	2.575	10.469

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota di commento n. 47 "Strumenti finanziari" e 49 "Derivati e hedge accounting".

23. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 444.446 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera ARERA 157/2012)	47.1.1	167.856	223.807	(55.951)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	47.1.1	255.147	296.633	(41.486)
Prestiti ai dipendenti	47.1.1	22.265	21.441	824
Titoli	47.1.1	13	13	-
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	47.1.1	(835)	-	(835)
TOTALE		444.446	541.894	(97.448)

I crediti finanziari e titoli a medio – lungo termine si riferiscono essenzialmente alla quota a medio/lungo termine derivante dall'iscrizione nel 2012 in un'unica soluzione del credito finanziario, determinato in base alla Deliberazione ARERA n. 157/2012, relativamente agli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) ed al credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

I Prestiti ai dipendenti sono remunerati ai tassi correnti di mercato ed erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I titoli a medio - lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

Il decremento della voce, pari a euro 97.448 migliaia rispetto al 31 dicembre 2017, deriva essenzialmente dalla riclassifica nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine" per euro 55.951 migliaia della quota a breve termine del credito relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per euro 41.486 migliaia della quota a breve termine del credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2018 a euro 835 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 47 "Strumenti Finanziari"

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

24. Altre attività non correnti – Euro 106.428 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti verso CSEA	46.642	93.137	(46.495)
Altri crediti a lungo termine:	59.786	74.945	(15.159)
Depositi cauzionali presso terzi	2.396	2.289	107
Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica	9.019	19.674	(10.655)
Altri crediti diversi	48.466	52.982	(4.516)
Fondo perdite attese - Altri crediti	(95)	-	(95)
TOTALE	106.428	168.082	(61.654)

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono al valore dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali verserà alla società, a partire dal 2019, a fronte dell'annullamento dei titoli relativi ai progetti di efficienza energetica per la copertura degli obblighi normativi.

I risconti attivi per i Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono alla quota non corrente dei progetti di efficienza energetica (realizzati o acquistati).

Gli altri crediti diversi accolgono essenzialmente:

- per euro 45.399 migliaia (euro 43.618 migliaia al 31 dicembre 2017), il credito per IRES (rispettivamente euro 4.523 migliaia verso la controllante per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 40.876 migliaia verso l'erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato, per le annualità pregresse, in applicazione del decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011 che ha previsto la deducibilità dall'IRES dell'IRAP relativa alla quota imponibile del costo del personale.
- per euro 1.186 migliaia (euro 8.879 migliaia al 31 dicembre 2017), l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 936 migliaia verso la controllante per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 250 migliaia verso l'Erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato per le annualità pregresse in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 (art. 6) che ha previsto la deducibilità dell'IRAP dall'IRES nella misura forfetaria massima del 10% dell'IRAP di competenza, relativa al costo del lavoro e agli interessi.
- Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2018 a euro 95 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 47 "Strumenti Finanziari".

Attività correnti

25. Rimanenze – Euro 355.114 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	358.502	346.717	11.785
Fondo obsolescenza magazzino	(3.388)	(3.946)	558
Totale	355.114	342.771	12.343
Acconti	-	-	-
TOTALE	355.114	342.771	12.343

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

L'incremento delle rimanenze è, in prevalenza, riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2018, di maggiori stock di materiali connessi alla realizzazione del Progetto Resilienza e/o destinati al ripristino di linee guaste a seguito di eventi atmosferici avversi, in parte compensati dalla riduzione delle giacenze di contatori di seconda generazione in seguito alle installazioni effettuate nell'esercizio 2018.

Il Fondo obsolescenza magazzino fronteggia il presumibile minor valore di realizzo di materiali ed apparecchiature divenute obsolete anche a seguito di evoluzioni tecnologiche e di scelte gestionali volte all'impiego di apparecchiature a più alta efficienza ed in linea con le più moderne opportunità offerte dall'industria elettromeccanica. La variazione del Fondo riflette euro 3.388 migliaia di accantonamenti, parzialmente compensati da euro 2.130 migliaia di utilizzi e euro 1.816 migliaia di rilasci a Conto Economico.

26. Crediti commerciali – Euro 3.895.634 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni di servizi ed interessi, sono comprensivi anche di quelli dell'energia distribuita e di prestazioni ancora da fatturare; sono esposti al netto di una svalutazione, pari a euro 470.737 migliaia.

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti commerciali verso Terzi	2.915.739	3.481.714	(565.975)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.871.011	2.619.547	(748.536)
- Altri crediti commerciali	1.044.728	862.167	182.561
Crediti commerciali verso società controllante	167	1.359	(1.192)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	59	-	59
- Altri crediti commerciali	108	1.359	(1.251)
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	1.450.465	1.636.878	(186.413)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.425.661	1.615.347	(189.686)
- Altri crediti commerciali	24.804	21.531	3.273
Svalutazione Crediti:	(470.737)	(230.185)	(240.552)
- Svalutazione Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(435.276)	(220.760)	(214.516)
- Svalutazione Crediti per interessi di mora	(21.009)	(4.453)	(16.556)
- Svalutazione Altri crediti commerciali	(14.376)	(4.972)	(9.404)
- Svalutazione Crediti Gruppo	(76)	-	(76)
TOTALE	3.895.634	4.889.766	(994.132)

In particolare, i crediti commerciali derivanti da contratti con clienti accolgono prevalentemente crediti per trasporto energia, per servizi di misura e connessioni, per vendita di beni e prestazioni di servizi connessi con il business elettrico nonché per locazioni di beni strumentali.

Gli altri crediti commerciali accolgono essenzialmente crediti da abolizione lag regolatorio, crediti per personale distaccato, per vendite occasionali di beni e per locazioni di beni non strumentali.

Il decremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 994.132 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 565.975 migliaia alla diminuzione dei crediti verso traders e clienti finali terzi e per euro 186.413 migliaia alla riduzione dei crediti verso altre società del Gruppo essenzialmente riferito:
 - per euro 142.279 migliaia alla diminuzione dei crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e per euro 20.225 migliaia alla riduzione dei crediti verso Enel Energia S.p.A., per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.;
 - per euro 30.448 migliaia ai minori crediti verso Endesa Distribucion S.A. in seguito ai minori volumi di vendita di contatori elettronici e servizi correlati, effettuati nell'esercizio 2018;
- per euro 240.552 migliaia alle maggiori svalutazioni dei crediti effettuate a dicembre 2018 in base al nuovo modello di *impairment* adottato in seguito all'applicazione del principio contabile IFRS 9 e

basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) calcolate su un periodo generalmente pari a 12 mesi.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

	Svalutazione crediti non tassata	Svalutazione crediti tassata	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 31.12.2016	71.542	83.892	5.702	161.136
Accantonamenti	-	81.749	-	81.749
Utilizzi	-	-	-	-
Ammontare inutilizzato riversato	(11.451)	-	(1.249)	(12.700)
Altre variazioni	19.204	(19.204)	-	-
Totale al 31.12.2017	79.295	146.437	4.453	230.185
Impairment 01.01.2018	20.905	-	-	20.905
Totale al 01.01.2018	100.200	146.437	4.453	251.090
Accantonamenti	-	219.316	16.556	235.872
Utilizzi	(27)	-	-	(27)
Ammontare inutilizzato riversato	(16.198)	-	-	(16.198)
Altre variazioni	(9.202)	9.202	-	-
Totale al 31.12.2018	74.773	374.955	21.009	470.737

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 47 relativa agli "Strumenti Finanziari".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Italia	3.859.340	4.819.201	(959.861)
Spagna	11.092	40.998	(29.906)
Romania	21.748	20.197	1.551
Altri	3.454	9.369	(5.915)
TOTALE	3.895.635	4.889.766	(994.131)

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	3.895.634	3.460.720	434.914	-

Migliaia di euro

	al 31.12.2017	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	4.889.766	4.526.452	363.315	-

I crediti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti verso società controllante	167	1.359	(1.192)
Enel SpA	167	1.359	(1.192)
Crediti verso società controllate	-	-	-
Crediti verso altre società del gruppo	1.450.389	1.636.878	(186.489)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	711.730	854.010	(142.280)
Enel Energia SpA	684.806	705.031	(20.225)
Enel Produzione SpA	3.039	2.900	139
Enel Italia Srl	438	230	208
Enel Sole Srl	1.358	1.949	(591)
Endesa Distribucion Electrica SL	9.318	39.766	(30.448)
Open Fiber SpA	10.195	9	10.186
E-Distributie Banat SA	2.119	1.820	299
E-Distributie Dobrogea SA	2.417	3.136	(719)
E-Distributie Muntenia SA	7.799	8.290	(491)
Enel Servicii Comune SA	4.894	4.903	(9)
Enel Romania SA	4.228	3.989	239
Chilectra S.A.	439	3.828	(3.389)
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	2.985	1.649	1.336
Altre società del gruppo	4.624	5.368	(744)
TOTALE	1.450.556	1.638.237	(187.681)

I crediti verso la controllante Enel S.p.A. si riferiscono, al 31 dicembre 2018, al personale distaccato e alla fornitura di beni in noleggio e servizi.

I crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. e verso Enel Energia S.p.A. si riferiscono rispettivamente al credito relativo al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I crediti verso Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l., e-distribuzione S.p.A. si riferiscono essenzialmente alla fornitura di servizi accentrati, supporto tecnico, logistica e assistenza nella fornitura di contatori elettronici e nella fornitura di servizi per la posa della fibra ottica.

I crediti verso Endesa Distribucion Electrica SL si riferiscono alla vendita di contatori elettronici e a servizi correlati. Tali crediti al 31 dicembre 2018 presentano una riduzione di euro 30.448 migliaia in virtù dei minori volumi di vendite e prestazioni registrati nell'esercizio 2018.

I crediti verso OpEn Fiber S.p.A. si riferiscono ai servizi offerti nel Regolamento tecnico ed economico di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione e richiesti da Open Fiber successivamente all'accettazione delle Condizioni di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione.

Essi presentano al 31 dicembre 2018 un incremento pari a euro 10.186 migliaia sostanzialmente riconducibile ai maggiori volumi di richieste di offerta per l'utilizzo dell'infrastruttura elettrica presentate dalla società Open Fiber S.p.A. rispetto all'esercizio precedente.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 51 relativa alle "Operazioni con le parti correlate".

27. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 246.083 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Perequazioni	63.810	64.747	(937)
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	116.195	134.991	(18.796)
Titoli efficienza energetica	15.056	20.700	(5.644)
Altri crediti verso CSEA	51.022	38.133	12.889
TOTALE	246.083	258.571	(12.488)

Il decremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2018 si riferisce all'incasso dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV, per complessivi euro 97.878 migliaia (di cui 33.131 milioni relativi a sopravvenienze).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione dei valori risultanti dai meccanismi di perequazione dell'esercizio 2018 e relativi agli Usi propri (euro 21.269 migliaia), al servizio di misura (euro 8.647 migliaia), ai costi di trasmissione (euro 350 migliaia), all'extra-remunerazione 2018 relativa ad investimenti 2012-2013 già approvati da ARERA con delibera 714/17 (euro 1.820 migliaia), ed al sisma avvenuto in Centro Italia (euro 31.724 migliaia).

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali al 31 dicembre 2017 si riferivano, invece, ai valori risultanti dal meccanismo di perequazione relativo agli Usi propri (euro 19.689 migliaia), al servizio di misura (euro 9.474 migliaia), ed al sisma avvenuto in Centro Italia (euro 35.584 migliaia).

Il credito relativo ai premi e ad altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 116.195 migliaia, si riferisce, per euro 44.400 migliaia, all'iscrizione della stima del premio sulla continuità del servizio dell'anno 2018 (euro 57.100 migliaia al 31 dicembre 2017 per la continuità del servizio 2017) e la stima del premio dell'anno 2018 spettante per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, pari ad euro 1.100 migliaia (euro 5.100 migliaia al 31 dicembre 2017).

Inoltre, il credito accoglie la stima della rivalsa nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali degli indennizzi erogati ai clienti per interruzioni di responsabilità non di e-distribuzione S.p.A., pari a euro 70.695 migliaia (euro 72.791 migliaia al 31 dicembre 2017).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 15.056 migliaia (euro 20.700 migliaia al 31 dicembre 2017), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo.

Il decremento del credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 5.644 migliaia, deriva dall'incasso del credito per i progetti e i titoli acquistati nel 2017 e dall'iscrizione dei titoli acquistati nel corso del 2018, pari complessivamente a euro 280.157 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto delle cessioni pro-soluto, effettuate nell'anno 2017, pari a euro 265.101 migliaia.

Gli altri crediti riguardano essenzialmente i contributi riconosciuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per il servizio di connessione alle reti elettriche di impianti di produzione da fonti rinnovabili (Deliberazione n.281/05, n.89/07 e n.99/08 dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente e successive) ed il credito per componenti CMOR e AS.

28. Crediti per imposte sul reddito – Euro 51.470 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti IRAP	3.446	141	3.305
Crediti IRES	28.555	67	28.488
Crediti addizionale IRES	19.464	19.464	-
Altri crediti tributari	5	-	5
TOTALE	51.470	19.672	31.798

La voce accoglie essenzialmente il saldo netto a credito tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno.

Al 31 dicembre 2017 il saldo netto risultava a debito di euro 2.882 migliaia per l'IRES ed euro 11.951 migliaia per l'IRAP ed esposto nella voce "Debiti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 43.

29. Altri crediti tributari – Euro 78.064 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 78.064 migliaia (euro 158.679 migliaia al 31 dicembre 2017) si riferiscono, per euro 76.122 migliaia, al saldo a credito della liquidazione IVA di gruppo (pari a euro 156.350 migliaia al 31 dicembre 2017).

Inoltre gli altri crediti tributari si riferiscono, per euro 1.829 migliaia (euro 2.323 migliaia al 31 dicembre 2017) ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria.

30. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 486.059 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Conto corrente intersocietario	47.1.1	290.361	-	290.361
Depositi liquidità non disponibili - Gruppo	47.1.1	76.874	-	76.874
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	47.1.1	5.330	-	5.330
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera ARERA 157/2012)	47.1.1	55.951	55.951	-
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	47.1.1	14.398	16.296	(1.898)
Prestiti ai dipendenti	47.1.1	2.091	2.099	(8)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	47.1.1	41.486	43.801	(2.315)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	47.1.1	(432)	-	(432)
TOTALE		486.059	118.147	367.912

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente dal saldo a credito del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, dalla quota a breve del credito finanziario iscritto nel 2012 per il rimborso ad e-distribuzione S.p.A., come previsto dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 157/12, degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) già sostenuti dalla società e dai depositi non disponibili inerenti le anticipazioni del contributo concesso per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni nell'ambito del Programma Operativo Nazionale "Imprese e Competitività" 2014-2020 FESR.

Il credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica si riferisce, invece, alle posizioni di credito emergenti dalle dichiarazioni fiscali presentate per l'anno d'imposta 2007 in relazione alle quali e-distribuzione S.p.A., secondo la vigente normativa, ha presentato istanza di rimborso chiedendo, tra l'altro, di accreditare i relativi importi in favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex art. 6, comma 5, D.M. 12/12/1996 n. 689) subentrata a e-distribuzione S.p.A. nell'attività di vendita di elettricità cui è correlata la soggettività passiva tributaria ai fini delle accise sull'energia elettrica.

I prestiti ai dipendenti, remunerati a tassi correnti di mercato, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari o per riscatto auto aziendale e vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono alla quota a breve termine del credito connesso al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2018 a euro 432 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 47 "Strumenti Finanziari".

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

31. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia

Le altre attività finanziarie correnti al 31 dicembre 2017, pari a euro 1 migliaia, si riferivano agli interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante.

Le altre attività finanziarie correnti sono state interamente incluse nell'indebitamento.

32. Altre attività correnti - Euro 197.782 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti verso il personale	3.850	3.936	(86)
Depositi cauzionali presso terzi	608	605	3
Anticipi a fornitori e a terzi	11.592	10.093	1.499
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	727	1.514	(787)
Crediti verso ex imprese elettriche	3.044	3.044	-
Note credito da ricevere:	7.181	7.825	(644)
Note credito da ricevere (terzi)	7.070	7.648	(578)
Note credito da ricevere (gruppo)	111	177	(66)
Crediti diversi:	191.548	126.231	65.317
Crediti diversi (terzi)	158.318	126.128	32.190
Crediti diversi (gruppo)	33.230	103	33.127
Risconti attivi (gruppo)	62	73	(11)
Risconti attivi (terzi)	12.808	24.484	(11.676)
Svalutazione crediti:	(33.638)	(33.635)	(3)
Svalutazione crediti verso ex imprese elettriche	-	(2.254)	2.254
Svalutazione anticipi a fornitori e a terzi	-	(1.381)	1.381
Svalutazione crediti diversi (terzi)	(33.638)	(30.000)	(3.638)
TOTALE	197.782	144.170	53.612

L'incremento dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 32.190 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione di crediti verso impresa assicuratrice, per euro 16.000 migliaia, in seguito al riconoscimento del rimborso dei danni agli impianti provocati da eventi meteo avversi del marzo 2015;
- ai maggiori crediti per anticipi versati a fornitori terzi e per altre partite afferenti i fornitori, per euro 15.190 migliaia;

L'incremento dei crediti diversi verso società del Gruppo, pari ad euro 32.127 migliaia, deriva essenzialmente dal credito verso la società Enel Si per l'anticipo versato per l'acquisto di TEE, pari ad euro 33.164 migliaia.

I crediti diversi verso terzi accolgono, inoltre, il credito verso la società Cattolica di Assicurazione per le spese sostenute a fronte del Black out del 2003, nonché ai crediti verso Terna e altri gestori per indennizzi ai clienti MT/BT ai sensi della Deliberazione n. 646/15 dell'ARERA.

Il decremento dei risconti attivi si riferisce principalmente, per euro 11.190 migliaia, ai premi di assicurazione.

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 68.391 migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Depositi bancari	68.263	193.300	(125.037)
Depositi postali	1.489	3.455	(1.966)
Cassa	292	289	3
Fondo perdite attese – disponib. liquide e mezzi equivalenti	(1.653)	-	(1.653)
TOTALE	68.391	197.044	(128.653)

I depositi bancari si riferiscono ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti, pari a euro 67.991 migliaia (euro 190.578 migliaia al 31 dicembre 2017), nonché alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2017 in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario, pari a euro 272 migliaia (euro 2.722 migliaia al 31 dicembre 2017).

Al 31 dicembre 2017 la voce accoglieva il valore delle disponibilità liquide vincolate, pari a euro 5.149 migliaia. Al 31 dicembre 2018, come riportato nella nota di commento n. 30, tale tipologia liquida non prontamente disponibile, pari a euro 5.330 migliaia, è stata classificata nella voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2018 a euro 1.653 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

34. Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita – Euro 0 migliaia

La voce al 31 dicembre 2017 accoglieva la riclassifica delle attività, pari a euro 16.162 migliaia, e delle passività, pari a euro 69 migliaia, appartenenti al ramo d'azienda "mobilità elettrica" ceduto con efficacia 1° gennaio 2018 ad Enel X S.r.l.

Passivo

Patrimonio netto

35. Patrimonio netto – Euro 4.656.922 migliaia

Capitale sociale - Euro 2.600.000 migliaia

Il capitale sociale è rappresentato da 2.600.000.000 azioni autorizzate, emesse e interamente versate e possedute dalla controllante Enel S.p.A.. Si ricorda che nel corso del 2006, al fine di ottimizzare la struttura finanziaria di e-distribuzione S.p.A., è stato ridotto il capitale sociale di euro 3.519.200 migliaia, mediante imputazione ad Altre Riserve.

Altre riserve – Euro 3.772.514 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 333.490 migliaia ad essa assegnati in sede di destinazione dell'utile degli esercizi precedenti come previsto dall'art. 2430 del cod. civ., nonché euro 201.405 migliaia a seguito della conversione e ridenominazione in euro del capitale sociale operata nel 2001.

Il 1° gennaio 2008 euro 14.895 migliaia di Riserva Legale è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex Enel Servizio Elettrico S.p.A.).

Al 31 dicembre 2018 la Riserva legale risulta pari al 20% del capitale sociale.

Riserva di rivalutazione - Euro 599.097 migliaia

La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare, al netto dell'imposta sostitutiva del 19%, della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettata all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Non prevedendo nel breve periodo la distribuzione di tale riserva, non è stato rilevato il relativo effetto di fiscalità differita (stimato in euro 54.866 migliaia).

Il 1° gennaio 2008 euro 7.091 migliaia di Riserva di Rivalutazione è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Riserva disponibile – Euro 2.275.000 migliaia

La riserva è stata costituita per ripristinare ad un valore adeguato il patrimonio di e-distribuzione S.p.A. drasticamente ridotto dagli impatti contabili conseguenti l'applicazione retrospettica di due nuovi principi contabili internazionali (IFRS 15 – IFRS 9), entrati in vigore dal 1 gennaio 2018. L'integrazione è avvenuta mediante determina dell'Amministratore delegato, datata al 8 marzo 2018, con la quale il socio unico Enel S.p.A. ha rinunciato a Euro 2.275.000.000,00 del credito finanziario vantato sul c/c intercompany intrattenuto con la stessa e-distribuzione S.p.A.

Riserva da riduzione del capitale sociale – Euro 648.193 migliaia

La riserva da riduzione del capitale sociale, costituita nel 2006 per euro 3.519.200 migliaia, è stata attribuita per euro 613.000 migliaia alla beneficiaria Enel Energia S.p.A. nell'ambito dell'operazione di scissione della partecipazione in Enel Gas S.p.A. avvenuta nel 2006. Inoltre, in data 11 aprile 2012, l'Assemblea ordinaria della Società ha Deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario in favore dell'Azionista unico Enel

S.p.A., pari a euro 3.400.000 migliaia, mediante l'utilizzo della riserva da riduzione del capitale sociale, per euro 2.258.007 migliaia (e delle altre riserve per euro 1.141.993 migliaia).

Altre riserve – Euro 455 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 455 migliaia, si riferiscono all'iscrizione del costo di competenza di e-distribuzione S.p.A. derivante dalla partecipazione dei propri dipendenti ai piani di incentivazione e di *stock option* emessi dalla Capogruppo.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* – Euro (70.462) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge*, pari a euro (70.462) migliaia (euro (80.088) migliaia al 31 dicembre 2017) comprende le perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di *cash flow hedge*, al netto dell'effetto fiscale pari a 22.251 migliaia.

I rilasci a Conto economico di utili (perdite) relativi a derivati su tassi di interesse sono rilevati nella voce dei "Proventi finanziari da contratti derivati" o degli "Oneri finanziari da contratti derivati".

I rilasci di utili (perdite) relativi a derivati su cambi sono rilevati a rettifica del costo iniziale dei contatori e concentratori 2G oggetto di copertura nella voce "Immobili, impianti e macchinari".

Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro (199.769) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (199.769) migliaia (euro (201.317) migliaia al 31 dicembre 2017) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali delle passività per benefici definiti, al netto dell'effetto fiscale, pari a euro (4.720) migliaia.

Di seguito è evidenziata la movimentazione della Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* e della Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti.

Migliaia di euro

		Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2016					al 31.12.2017
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(85.354)	10.581	(28.374)	30.341	(7.282)	(80.088)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(197.916)	(4.893)	1.492	-	-	(201.317)
TOTALE	(283.270)	5.688	(26.882)	30.341	(7.282)	(281.405)

Migliaia di euro

		Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2017					al 31.12.2018
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(80.088)	(4.218)	1.013	16.883	(4.052)	(70.462)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(201.317)	2.020	(472)	-	-	(199.769)
TOTALE	(281.405)	(2.198)	541	16.883	(4.052)	(270.231)

Utili/(perdite) accumulate – Euro (1.715.592) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro 367.803 migliaia al 31 dicembre 2017) si riferiscono:

- per euro (2.624.965) migliaia, in applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15 – Ricavi provenienti da contratti con clienti, al netto dell'effetto fiscale, ai risconti dei “Contributi di Connessione” su tutto l'arco temporale della Concessione Ministeriale per il servizio di distribuzione (2030) anziché, come avvenuto fino al Bilancio 2017 in applicazione dell'IFRIC 18, con registrazione immediata del Ricavo all'avvenuta connessione del cliente;
- per euro (16.867) migliaia, all'efficacia retrospettiva del nuovo principio contabile IFRS 9 – Strumenti finanziari, applicabile a partire dal 1 gennaio 2018, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (342.615) migliaia, in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 – Benefici per i dipendenti, alla quota del past service cost non rilevata nei periodi precedenti, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (584.240) migliaia, all'iscrizione degli effetti dell'FTA, a seguito del passaggio della società nel 2006 ai principi contabili internazionali;
- per euro (140.320) migliaia, all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica;
- per euro 472.945 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2017 e esercizi precedenti;
- per euro 13.033 migliaia dall'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia;
- per euro 1.507.437 migliaia all'utile dell'esercizio 2018.

Di seguito viene riportata l'analisi della disponibilità e distribuibilità delle riserve del Patrimonio Netto.

Migliaia di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile	Quote indisponibili
Capitale sociale	2.600.000		-	2.600.000
Riserva disponibile	2.275.000	B	2.275.000	-
Riserve di capitale	1.247.290	A,B,C	-	1.247.290
Riserve di utili				
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	-	520.000
<i>Riserva da applicazione IFRS 15 e IFRS 9</i>	(2.641.833)		-	(2.641.833)
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	(70.462)		-	(70.462)
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(199.769)		-	(199.769)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	455		-	455
Utile e perdite accumulate (al lordo del risultato esercizio 2018)	926.241		-	926.241
TOTALE	4.656.922		2.275.000	2.381.922

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

35.1 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli *stakeholders* ed il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un *rating* adeguato.

In tal contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso dell'esercizio 2018.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2018 e 2017 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Posizione finanziaria non corrente	7.937.613	7.731.668	205.945
Posizione finanziaria corrente netta	(338.159)	2.568.454	(2.906.613)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(444.446)	(541.894)	97.448
Indebitamento finanziario netto	7.155.008	9.746.598	(2.591.590)
Patrimonio netto	4.656.922	4.454.143	202.779
Indice debt/equity	1,54	2,19	(0,07)

36. Finanziamenti – Euro 7.937.613 migliaia, euro 195.287 migliaia ed euro 271 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	7.937.613	7.731.668	195.287	222.834
Finanziamenti a breve termine	-	-	271	2.621.526

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 47 "Strumenti finanziari".

37. TFR e altri benefici relativi al personale – Euro 362.197 migliaia

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto", mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

- il TFR: a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n.296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità

dell'azienda si configurano come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di Tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita;

- le Indennità per mensilità aggiuntive e altre simili: in base al CCNL elettrici, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimentata esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- il “Premio di fedeltà”: è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il CCNL elettrici, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio). L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e ad una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno;
- i “Piani di incentivazione al personale”, che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Il saldo dei benefici in esame al 31 dicembre 2018 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Trattamento di fine rapporto	182.082	207.509	(25.427)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	29.327	28.943	384
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	976	952	24
Premio fedeltà	24.562	24.086	476
Indennità sostitutive sconto energia	4	10	(6)
Assistenza sanitaria ASEM	43.937	45.652	(1.715)
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	79.806	87.970	(8.164)
Piano accompagnamento graduale alla pensione	-	-	-
Accordo sconto attivi	540	539	1
Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile	3	3	-
Piani di incentivazione al personale	960	1.395	(435)
TOTALE	362.197	397.059	(34.862)

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Sconto Energia	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1 gennaio	207.509	28.943	952	24.086	-	10	45.652	87.970	539	3	1.395	397.059
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	969	39	1.224	-	0	744	-	19	10	1.754	4.760
Interessi passivi	3.039	429	14	354	-	0	665	1.239	8	-	-	5.747
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(386)	(792)	20	-	-	(0)	(837)	-	(25)	-	-	(2.020)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	(37)	-	-	-	1.239	-	-	-	1.202
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(27.824)	(191)	-	(976)	-	(5)	(2.215)	(10.642)	-	(10)	(2.142)	(44.005)
Altre Variazioni	(255)	(32)	(48)	(90)	-	(1)	(71)	-	(0)	-	(47)	(545)
Passività attuariale al 31 dicembre	182.082	29.327	976	24.562	-	4	43.937	79.806	540	3	960	362.197

Migliaia di euro

2017

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Sconto Energia	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	224.215	28.488	884	23.934	-	9	40.892	97.539	542	3	3.627	420.133
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	895	37	1.216	-	1	721	-	17	-	1.314	4.201
Interessi passivi	3.072	395	12	327	-	-	553	1.286	8	-	-	5.653
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(472)	(331)	0	-	-	-	26	-	(4)	-	-	(781)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	200	(383)	43	-	-	-	5.838	-	(24)	-	-	5.674
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	(272)	-	-	-	322	-	-	-	50
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(19.128)	(76)	-	(1.022)	-	-	(2.134)	(11.177)	-	(0)	(3.529)	(37.066)
Altre Variazioni	(378)	(45)	(25)	(97)	-	-	(243)	-	-	-	(17)	(805)
Passività attuariale al 31 dicembre	207.509	28.943	952	24.086	-	10	45.652	87.970	539	3	1.395	397.059

Migliaia di euro	2018	2017
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	4.760	4.201
Interessi passivi netti	5.747	5.653
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	1.202	50
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	-	-
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	-	-
Altre variazioni	-	-
TOTALE	11.709	9.903

Migliaia di euro	2018	2017
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	(2.020)	4.893
Altre variazioni	-	-
TOTALE	(2.020)	4.893

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2018 è pari a euro 4.760 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 4.201 migliaia al 31 dicembre 2017), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 5.747 migliaia (euro migliaia 5.653 al 31 dicembre 2017).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 2017:

	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	2018					2017				
Tasso di attualizzazione	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Tasso di inflazione	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	-	-	2,40%	2,40%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

Migliaia di euro	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	al 31 dicembre 2018				al 31 dicembre 2017				
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(10.242)	(2.553)	(1.061)	(2.322)	(14.208)	(2.671)	-	(1.100)	(2.667)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	9.739	2.322	983	2.202	8.624	2.428	-	1.021	2.525
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(6.666)	(1.330)	(1.172)	-	9.898	2.785	-	1.209	574
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(21)	-	(1.172)	-	2.421	-	-	1.209	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	-	-	(2.144)	-	-	-	-	2.923
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	212.386	38.384	24.562	80.350	-	(39.837)	-	-	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	39.226	-	79.806	-	-	-	-	-

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività netta per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

Le metodologie e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non sono state modificate rispetto al precedente esercizio.

Di seguito, si illustrano i pagamenti attesi nei prossimi esercizi a fronte dei benefici concessi ai dipendenti:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Entro 1 anno	146.710	145.108
tra 1 – 2 anni	149.017	137.473
tra 2 – 5 anni	256.120	349.054
Oltre 5 anni	137.126	192.732

38. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 600.476 migliaia

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le probabili passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2018		al 31 dicembre 2017	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	46.137	7.151	60.397	2.414
- Altri	127.164	31.877	140.655	28.734
Totale	173.301	39.028	201.052	31.148
Fondo oneri per incentivi all'esodo	281.287	106.860	383.155	105.178
TOTALE	454.588	145.888	584.207	136.326

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

Migliaia di euro	Accantonamenti		Utilizzi e altri movimenti		Rilasci a Conto economico
	al 31.12.2017		al 31.12.2018		
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- Vertenze e contenzioso	62.811	5.441	(10.303)	(4.662)	53.287
- Altri	169.389	10.955	(19.853)	(1.450)	159.041
Totale	232.200	16.396	(30.156)	(6.112)	212.328
Fondo oneri per incentivi all'esodo	488.333	19.012	(119.197)	-	388.148
TOTALE - Fondi rischi e oneri	720.533	35.408	(149.353)	(6.112)	600.476

Allo stato attuale, considerata la numerosità e la complessità delle fattispecie del contenzioso, stante l'incertezza relativa alla tempistica degli esborsi, si precisa che l'effetto del valore attuale del denaro non risulta significativo per quanto concerne tutti i fondi rischi e oneri e i relativi accantonamenti e, pertanto, non si è proceduto all'attualizzazione dei fondi rischi e oneri a lungo termine.

Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi – Euro 212.328 migliaia

Il Fondo contenzioso e rischi diversi è destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti) o da contenziosi, sorti in capo alla Società o in cui la stessa è intervenuta a seguito del conferimento del ramo d'azienda da Enel S.p.A. (complessivamente pari a euro 53.287 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 159.041 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento relativo al Fondo vertenze e contenzioso (euro 5.441 migliaia), sono considerati sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuto nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, alcune delle quali risolte nell'esercizio. Gli accantonamenti sono stati contabilizzati, per euro 1.978 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 1.310 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 55 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari

– Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” e per euro 2.097 migliaia nella voce “Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” per la parte non direttamente attribuibile per natura.

Gli utilizzi dell’esercizio, pari a euro 10.303 migliaia, e i rilasci a conto economico, pari a euro 4.662 migliaia, si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2018, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali. I rilasci sono contabilizzati, per euro 2.131 migliaia nella voce “Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, e per euro 2.531 migliaia nella voce “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2018 si riferisce inoltre a rischi di varia natura (euro 159.041 migliaia) quali essenzialmente la stima delle franchigie da corrispondere alle società assicurative a fronte di eventuali danni a terzi, la stima oneri associati ai reclami presentati ai sensi della Delibera ARERA n. 188/2012, la stima degli oneri associati agli eventi atmosferici straordinari, la stima degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale e la stima degli oneri da sostenere nell’ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L’accantonamento dell’esercizio (euro 10.955 migliaia) riguarda principalmente le franchigie assicurative ed è stato effettuato nella voce di Conto economico “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri”.

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 19.853 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 18.427 migliaia),

Fondo oneri per incentivo all’esodo – Euro 388.148 migliaia

Il “Fondo oneri per incentivi all’esodo” accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

In particolare nel mese di dicembre 2015, la Società, insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, ha siglato con le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali un ulteriore accordo per l’attivazione delle misure previste dall’art. 4, commi 1-7 ter della Legge 92/2012 al fine di conseguire il corretto dimensionamento degli organici e consentire un’operazione di ricambio generazionale e di riequilibrio occupazionale tra giovani e anziani. Tale accordo ricalca esattamente quanto sottoscritto già nel mese di settembre 2013 relativamente al personale dipendente mentre, in questa occasione, è stato siglato anche un accordo relativamente ai dirigenti che presenta caratteristiche del tutto analoghe a quelle riservate ai dipendenti.

La Società nel 2018 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 19.012 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 119.197 migliaia.

Si evidenzia, che gli accantonamenti e i rilasci al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico “Altri oneri finanziari – Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale” per euro 872 migliaia.

39. Altre passività non correnti – Euro 321.460 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Risconti passivi su contributi (terzi)	255.203	536.753	(281.550)
Risconti passivi su contributi (gruppo)	244	27.031	(26.787)
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	32.131	72.429	(40.298)
Risconti passivi su diritti di appoggio fibra ottica	-	36.127	(36.127)
Altre passività non correnti	33.882	46.062	(12.180)
TOTALE	321.460	718.402	(396.942)

Si evidenzia che le altre passività non correnti, al 31 dicembre 2017, accoglievano anche il valore dei risconti passivi per contributi dalla clientela e per diritti di appoggio che, a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, a far data dal 1° gennaio 2018 risultano classificati nella voce "Passività contrattuali non correnti" e commentati nella Nota di Commento n. 5 "Ricavi delle vendite e prestazioni".

I risconti passivi per contributi ricevuti al 31 dicembre 2018 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale ricevuti dal MISE o da organismi comunitari.

I risconti passivi relativi ai Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono al valore complessivo dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconoscerà alla Società a fronte dell'annullamento dei Titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati.

Le altre passività non correnti si riferiscono al valore dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012.

40. Debiti commerciali – Euro 2.728.804 migliaia

La voce accoglie i debiti relativi al trasporto di energia, appalti, materiali, apparecchi e prestazioni diverse a fronte di attività svolte e consegne effettuate entro il 31 dicembre 2018.

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti commerciali verso terzi	2.547.520	2.579.874	(32.354)
Debiti commerciali verso società controllante	9.813	32.791	(22.978)
Debiti commerciali verso società controllate	-	-	-
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	171.471	112.862	58.609
TOTALE	2.728.804	2.725.527	3.277

L'incremento dei debiti commerciali, pari a euro 3.278 migliaia, deriva per euro 58.609 migliaia dall'aumento dei debiti verso le società del Gruppo (in particolare verso Enel Italia S.r.l. per euro 39.735 migliaia e verso Enel Global Infrastructure and Network per euro 17.628 migliaia) parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti verso terzi, pari a euro 32.354 migliaia e di quelli verso la controllante, pari a euro 22.978 migliaia.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Italia	2.702.156	2.717.169	(15.012)
Spagna	1.940	1.003	937
Cina	2.928	261	2.667
Francia	2.883	1.441	1.441
Romania	14.976	3.341	11.635
Germania	1.409	1.274	135
Altri	2.511	1.038	1.473
TOTALE	2.728.804	2.725.527	3.277

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro				
	al 31.12.2018	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.728.804	2.728.749	55	-

Migliaia di euro				
	al 31.12.2017	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.725.527	2.725.471	38	18

I debiti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti verso società controllante	9.814	32.791	(22.977)
Enel Spa	9.814	32.791	(22.977)
Debiti verso società controllate	-	-	-
Debiti verso altre società del gruppo	171.244	112.862	58.382
Enel Italia Srl	127.411	87.676	39.735
Servizio Elettrico Nazionale SpA	21.662	20.132	1.530
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	17.628	-	17.628
Enel.Si Srl	-	1.593	(1.593)
Enel Produzione SpA	1.141	1.240	(99)
Enel Energia SpA	1.955	872	1.083
Enel Sole Srl	81	174	(93)
Enel Green Power SpA	444	439	5
Altre società del gruppo	922	736	186
TOTALE	181.058	145.653	35.405

Per la natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 51 relativa all' "Operazioni con le parti correlate".

41. Passività contrattuali – Euro 4.201.964 migliaia

La voce (introdotta con l'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15) accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 3.618.819 migliaia
- passività contrattuali correnti per euro 583.145 migliaia

Per maggiori dettagli sul contenuto si rimanda alla nota n. 5 "Ricavi delle vendite e prestazioni".

42. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 2.140.467 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Perequazioni	214.222	244.246	(30.024)
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	151.439	97.700	53.739
Altre componenti A e UC	1.748.432	2.254.960	(506.528)
Altri debiti verso CSEA	26.374	17.751	8.623
TOTALE	2.140.467	2.614.657	(474.190)

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2018 accoglie il valore risultante dall'applicazione del meccanismo di perequazione misura (euro 137.993 migliaia) e ricavi di distribuzione (euro 76.229 migliaia).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2017 accoglie il valore risultante dall'applicazione del meccanismo di perequazione misura (euro 137.993 migliaia), ricavi di distribuzione (euro 73.755 migliaia), perdite di rete (euro 28.248 migliaia) e costi di trasmissione (euro 4.250 migliaia).

Il decremento del debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazione deriva:

- dal pagamento dei saldi a debito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV, per complessivi euro 110.698 migliaia (di cui 32.694 milioni relativi a sopravvenienze);
- dall'iscrizione di una sopravvenienza attiva a rettifica del debito per perequazione perdite di rete iscritto nel 2017, pari ad euro 28.248 migliaia;
- dall'iscrizione del debito relativo al meccanismo di perequazione ricavi distribuzione dell'anno 2018 (euro 76.228 migliaia)

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie la stima delle penali relative alla continuità del servizio dell'esercizio in chiusura (ai sensi del Titolo IV della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA), pari a euro 90.300 migliaia (euro 37.400 migliaia al 31 dicembre 2017).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie, inoltre, la stima degli indennizzi da corrispondere in merito alla regolazione individuale legata al numero di interruzioni lunghe dei clienti MT (Titolo V della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA) e quella legata alle interruzioni prolungate ed estese dei clienti MT e BT (Titolo VII della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA), complessivamente pari ad euro 61.139 migliaia (euro 60.300 migliaia al 31 dicembre 2017).

La riduzione dei debiti per componenti A e UC, pari ad euro 506.528 migliaia, deriva dalla minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema e, in particolare, per l'azzeramento della componente ARIM intervenuto nel secondo semestre 2018.

L'incremento degli "Altri debiti", pari a euro 8.623 migliaia, è riconducibile essenzialmente al debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per l'Energia Reattiva.

43. Debiti per imposte sul reddito – Euro 0 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti IRAP	-	11.950	(11.950)
Debiti IRES	-	2.882	(2.882)
Imposte estere	-	247	(247)
TOTALE	-	15.079	(15.079)

Come precedentemente esposto, nel 2018 il saldo netto tra la stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio e gli acconti versati risulta a credito ed esposto nella voce "Crediti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 28.

Al 31 dicembre 2017 la voce accoglieva, oltre al saldo a debito per IRES e IRAP, il debito per imposte estere relativo alla stima delle imposte di competenza della branch denominata "Enel Distribuzione S.p.A. Roma – Sucursala București" costituita per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering per la società E.ON Moldova Distributie S.A.

44. Altri debiti tributari – Euro 29.439 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti verso l'Erario per IVA	560	2.326	(1.766)
Debiti per ritenuta di imposta	27.884	26.766	1.118
Debiti per imposte erariali ed addizionali su E.E.	542	542	-
Debiti tributari diversi	453	395	58
TOTALE	29.439	30.029	(590)

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Il debito per ritenuta d'imposta si riferisce all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

45. Altre passività finanziarie correnti – Euro 89.785 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Interessi passivi su mutuo BEI	3.082	2.091	991
Interessi passivi su mutui altre società del gruppo	65.929	65.947	(18)
Interessi passivi su mutui agevolati	-	1	(1)
Interessi passivi su mutuo CDP	41	131	(90)
Interessi su c/c intersocietario	20.733	27.656	(6.923)
TOTALE	89.785	95.826	(6.041)

Gli interessi passivi su mutui BEI e CDP accolgono gli interessi relativi ai finanziamenti dettagliati riportata nella nota n.47 Strumenti finanziari.

Gli interessi passivi verso altre società del Gruppo si riferiscono all'iscrizione degli interessi passivi su finanziamenti a medio lungo termine e su finanziamenti a breve termine ricevuti da Enel Finance International N.V.

La riduzione del debito per interessi sul conto corrente intersocietario deriva essenzialmente dall'andamento del saldo del conto corrente intersocietario.

46. Altre passività correnti – Euro 488.234 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti diversi verso il personale	76.162	81.522	(5.360)
Depositi cauzionali da clienti	37.192	35.948	1.244
Debiti diversi verso clienti	127.705	68.068	59.637
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	72.182	74.744	(2.562)
Acconti Diversi:	99.453	214.370	(114.917)
Acconti diversi (gruppo)	-	30.907	(30.907)
Acconti diversi (terzi)	99.453	183.463	(84.010)
Ratei passivi	7.494	5.738	1.756
Risconti passivi	29.414	44.401	(14.987)
Risconti passivi (gruppo)	-	1.637	(1.637)
Risconti passivi (terzi)	29.414	42.764	(13.350)
Debiti diversi:	38.632	47.208	(8.576)
Debiti diversi (terzi)	36.825	36.519	306
Debiti diversi (gruppo)	1.807	10.689	(8.882)
TOTALE	488.234	571.999	(83.765)

Si evidenzia che le altre passività correnti, al 31 dicembre 2017, accoglievano anche il valore degli acconti su contributi di allacciamento e diritti simili dalla clientela (sia verso terzi che verso gruppo) nonché della quota a breve dei risconti passivi (terzi e gruppo) per diritti di appoggio sull'infrastruttura di e-distribuzione che, a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, a far data dal 1° gennaio 2018 risultano classificati nella voce "Passività contrattuali correnti" e commentati nella Nota di Commento n. 5 "Ricavi delle vendite e prestazioni".

La riduzione dei debiti verso il personale, pari a euro 5.360 migliaia, si riferisce sostanzialmente al minor debito per competenze da erogare al personale in uscita e dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012 (per euro 1.722 migliaia) e al minor debito per incentivazioni riconosciute al personale (per euro 1.591 migliaia).

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto e di connessione.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2018 ammontano ad euro 127.705 migliaia e presentano un aumento di euro 59.637 migliaia rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente a causa dei maggiori debiti per indennizzi da riconoscere ai clienti sulle interruzioni prolungate ed estese, ai sensi del Titolo VII delibera ARERA n. 646/15.

I debiti verso istituti previdenziali e assicurativi accolgono i contributi (obbligatori o relativi alla previdenza complementare) a carico della Società o del personale, aventi scadenza entro dodici mesi. Si riferiscono in particolare a debiti verso i Fondi pensione del personale di e-distribuzione S.p.A. (FONDENEL e FOPEN) e

agli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali principalmente ferie maturate, e non godute, e straordinari.

Gli Acconti diversi da terzi, pari a euro 99.453 migliaia, accolgono per euro 77.854 migliaia l'erogazione dell'anticipo sui contributi concessi sui progetti della Società ammessi nel corso del 2018 al bando PON "Imprese e Competitività" 2014-2020 FESR ed erogati rispettivamente dal MISE (euro 54.965 migliaia), dalla Regione Sicilia (euro 17.319 migliaia) e dalla Regione Basilicata (euro 5.570 migliaia).

I risconti passivi, pari a euro 29.414 migliaia, si riferiscono essenzialmente dall'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (euro 29.009 migliaia).

47. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente Nota di commento è quello di fornire le *disclosure* che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la *performance* della società.

47.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, suddiviso in attività finanziarie correnti e non correnti, che mostra separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	47.1.1	493.471	544.170	4.719.656	5.235.062
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)	47.1.2	70	70	-	-
Strumenti di capitale		70	70	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	47.1.3	13	13	-	-
Altre attività finanziarie		13	13	-	-
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	47.1.4	54	-	2.507	-
Derivati di cash flow hedge		54	-	2.507	-
TOTALE		493.608	544.253	4.722.163	5.235.062

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "*Derivati e Hedge Accounting*".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 50 "*Fair value measurement*".

47.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Note	Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	68.391	197.044
Crediti commerciali		-	-	25	3.895.634	4.889.766
Attività derivanti da contratti con i clienti		-	-	5	261	561
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	30	486.059	118.147
Altre attività correnti		-	-	32	23.227	17.141
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		608	605
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		11.592	8.711
- Note credito da ricevere		-	-		7.180	7.825
- Crediti verso il personale		-	-		3.847	-
Crediti verso CSEA		-	-	27	246.084	12.403
Altre attività non correnti		49.038	2.289		-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	22	444.433	541.881	22	-	-
TOTALE		493.471	544.170		4.719.656	5.235.062

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2018 ammontano a euro 3.895.634 migliaia (euro 4.889.766 migliaia al 31 dicembre 2016) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 470.737 migliaia alla fine dell'anno 2018 (euro 230.185 migliaia al 31 dicembre 2017).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2018 sono pari complessivamente a euro 5.213.127 migliaia (euro 5.779.232 migliaia al 31 dicembre 2017) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 507.875 migliaia a fine esercizio (euro 263.820 migliaia al 31 dicembre 2017).

e-distribuzione S.p.A. detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a *impairment*:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratto;
- crediti finanziari e
- altri crediti.

La perdita attesa (*Expected Credit Loss*, ECL), calcolata utilizzando la probabilità di *default* (PD), la perdita in caso di *default* (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di *default* (EAD), è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, la Società applica due diversi approcci:

- > l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratto e crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di *default* all'*origination* e la probabilità di *default* alla data di riferimento del bilancio.

- > In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o per la vita residua dell'attività (ECL *Lifetime*) (cd. "staging"):
 - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
 - l'ECL *Lifetime*, per le attività finanziarie che hanno subito un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (i.e. *in default* sulla base di informazioni relative allo scaduto).
- > l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratto e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL *Lifetime* senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica *forward looking* potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- > base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'*impairment* in base ad informazioni ragionevoli e supportabili;
- > base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo.

L'eliminazione contabile (i.e. *write-off*) costituisce un evento di *derecognition* (per es. estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

Per misurare le perdite attese, e-distribuzione S.p.A. valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto con il metodo semplificato, sia su base individuale (per es. traders, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, grandi società, ecc.) sia collettiva (per es. clienti servizi di misura e connessione).

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da *provider* esterni.

Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise ed informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di *default*.

e-distribuzione S.p.A. applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 90 giorni per i traders e di 180 giorni per le altre controparti; pertanto, oltre tali termini, si presume che i crediti commerciali verso terzi siano deteriorati (i.e. *credit-impaired*).

Le attività derivanti da contratto presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva, la Società considera le seguenti assunzioni riguardo i parametri di ECL:

- > PD, ipotizzata pari al 100% per i crediti scaduti entro il 31 dicembre 2017
- > la LGD funzione dei tassi di recupero di ciascun "cluster" differenziato per anno di scadenza e
- > l'EAD stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio.

Le tabelle che seguono indicano le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato:

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
CREDITI FINANZIARI E DISPONIBILITA' LIQUIDE						
1° gennaio 2017 - IAS 39	-	-	-	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	-	-	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2017 - IAS 39	-	-	-	-	-	-
Adeguamento su applicazione iniziale IFRS 9	1.251	-	1.251	-	-	-
1° gennaio 2018- IFRS 9	1.251	-	1.251	-	-	-
Svalutazioni	1.948	-	1.948	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	(188)	-	(188)	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	(91)	-	(91)	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2018	2.920	-	2.920	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari, pari al 31/12/2018 ad euro 2.920 migliaia, si riferisce all'impairment dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 835 migliaia, dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 432 migliaia e delle disponibilità liquide per euro 1.653 migliaia.

Migliaia di euro

CREDITI COMMERCIALI	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2017 - IAS 39	144.368	16.768	161.136
Svalutazioni	80.548	1.201	81.749
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(8.968)	(3.732)	(12.700)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2017 - IAS 39	215.948	14.237	230.185
Adeguamento su applicazione iniziale IFRS 9	20.905	-	20.905
1° gennaio 2018- IFRS 9	236.853	14.237	251.090
Svalutazioni	223.848	12.024	235.872
Utilizzi	(27)	-	(27)
Rilasci	(8.748)	(7.450)	(16.198)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2018	451.926	18.811	470.737

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31/12/2018 ad euro 470.737 migliaia, si riferisce all'*impairment* dei crediti trasporto energia per euro 437.474 migliaia (di cui euro 21.009 migliaia per interessi di mora), dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 18.812 migliaia, degli altri crediti commerciali per euro 14.376 migliaia e dei crediti Gruppo per euro 76 migliaia.

Migliaia di euro

ECL Lifetime			
ALTRI CREDITI	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2017 - IAS 39	13.635	-	13.635
Svalutazioni	20.000	-	20.000
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2017 - IAS 39	33.635	-	33.635
Adeguamento su applicazione iniziale IFRS 9	37	-	37
1° gennaio 2018- IFRS 9	33.672	-	33.672
Svalutazioni	457	-	457
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	91	-	91
Totale al 31 dicembre 2018	34.220	-	34.220

Si precisa che nella nota n. 48 “Risk Management” sono fornite le seguenti informazioni:

- > *ageing* dei crediti;
- > le riclassificazioni di attività finanziarie intervenute nel periodo.

47.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al FVOCI suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Partecipazioni in altre imprese	21	70	70	-	-	-
TOTALE		70	70		-	-

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente).

47.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Titoli	23	13	13	-	-
TOTALE		13	13	-	-

I titoli a medio – lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della Controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

47.2 Passività finanziarie per categorie

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall' IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a conto economico.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	47.2.1	7.937.613	7.731.668	5.321.034	8.042.929
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico					
Derivati di cash flow hedge	22	97.922	96.770	68	10.469
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		97.922	96.770	68	10.469
TOTALE		8.035.535	7.828.438	5.321.102	8.053.398

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "Fair value measurement".

47.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	36	7.937.613	7.731.668	36	195.287	222.834
Finanziamenti a breve termine		-	-	36	271	2.621.526
Debiti commerciali		-	-	40	2.728.804	2.725.527
Debiti verso CSEA		-	-	42	2.140.466	2.272.711
Altre passività finanziarie correnti		-	-	45	89.785	95.826
Altre passività correnti:		-	-	46	164.896	104.015
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		37.192	35.948
- Debiti diversi verso clienti		-	-		127.704	68.067
TOTALE		7.937.613	7.731.668		5.321.034	8.042.929

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note di commento.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 8.132.900 migliaia di euro

Tali voci riflettono il debito a lungo termine relativo a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

In particolare, tali voci accolgono per euro 5.500.000 migliaia, due prestiti concessi dalla società del gruppo Enel Finance International NV. Tali prestiti, entrambi di durata decennale, sono stati concessi in due tranches; la prima, per euro 3.500.000 migliaia, ad un tasso fisso del 6,30% e la seconda, per euro 2.000.000 migliaia ad un tasso del 5,70%.

Tali prestiti sono rimborsabili alla scadenza e non sono garantiti.

Inoltre, tali voci accolgono, per complessivi euro 1.738.215 migliaia, cinque prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla società.

Il primo, di importo originario pari a euro 600.000 migliaia, è stato concesso nel 2006, per finanziare il programma di investimenti di e-distribuzione S.p.A. relativo al triennio 2006-2008, denominato “Efficienza Rete”; tale prestito, di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,17%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2012 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito (il valore residuo al 31 dicembre 2018 è pari a euro 320.000 migliaia).

Il secondo, di importo originario pari a euro 350.000 migliaia e denominato “Efficienza Rete III”, è stato concesso nel 2011, ed è finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di e-distribuzione S.p.A. per il periodo 2012-2014; tale prestito di durata ventennale e stato contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,74%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2016 ed è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A. (l'importo residuo al 31 dicembre 2018 è pari a 293.548 migliaia).

Nel corso del 2012 è stata concessa un'estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III B”, per complessivi euro 380.000 migliaia, sempre di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 1,55%; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2018 ed è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A. (l'importo residuo al 31 dicembre 2018 è pari a 354.667 migliaia).

A novembre 2013 è stata concessa un'ulteriore estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III C”, per un importo di euro 270.000 migliaia, di durata ventennale remunerato al tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,88%, garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.

Il rimborso avverrà con rate semestrali a partire dal 2019.

A luglio 2017 la BEI ha messo a disposizione della Società, per il progetto OPEN METER relativo alla sostituzione in Italia dei contatori elettronici di prima generazione con quelli digitali di seconda generazione, una linea di credito per un importo complessivo di 1 miliardo di euro.

La prima tranche di euro 500.000 migliaia è stata interamente erogata: una prima parte, pari a euro 100.000 migliaia è stata erogata il 21 settembre 2017 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 39,1%. Una seconda parte, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 3 maggio 2018 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 42,9%. L'ultima parte della prima tranche, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 19 ottobre 2018 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 34,6%. Tale finanziamento ha una durata quindicennale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

L'importo rimborsato nell'anno 2018 per i finanziamenti intrattenuti con la BEI è stato pari complessivamente a euro 133.369 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 893.333 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP). Il primo, di durata ventennale, rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2014 al 2028, è stato erogato per finanziare investimenti della società per il triennio 2009-2011. Una prima parte, pari a euro 800.000 migliaia è stata erogata in due *tranches* (10 luglio e 15 ottobre 2009) ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato dell'1,86075% (Prima *tranche*) e dell'1,91% (Seconda *tranche*). Una seconda parte, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata nel 2011 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato di 1,7065%. Tale finanziamento è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A. Il secondo finanziamento concesso da CDP, pari a euro 340.000 migliaia, è stato erogato nel 2012 a seguito dell'estensione del contratto quadro del 2009 per il finanziamento degli investimenti 2012-2014. A tale finanziamento è applicato un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato di 1,94% ed è anch'esso assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.

L'importo rimborsato nell'anno 2018 per i finanziamenti intrattenuti con CDP è stato pari complessivamente a euro 89.333 migliaia.

In base a quanto previsto dall'art. 3 bis del D.L. n. 95/2012, nell'esercizio 2017 la Società ha sottoscritto con la banca Carisbo S.p.A., il primo di otto contratti di finanziamento agevolato erogabili in più soluzioni, da utilizzare esclusivamente per interventi di riparazione, ripristino o ricostruzione di propri impianti danneggiati o distrutti dal sisma che ha colpito la regione Emilia Romagna nel 2012. Tali finanziamenti agevolati, di durata massima venticinquennale e a tasso fisso, sono erogati in più *tranches* sulla base degli stati di avanzamento lavori relativi all'esecuzione dei lavori, alle prestazioni di servizi e alle acquisizioni di beni necessari per l'esecuzione degli interventi ammessi a contributo. A fronte di ciascun finanziamento agevolato, la Società matura un credito di imposta in misura pari, per ciascuna scadenza di rimborso, all'importo ottenuto sommando alla sorte capitale gli interessi dovuti.

La prima *tranche* del primo finanziamento agevolato, pari a euro 123 migliaia è stata erogata il 10 novembre 2017 ad un tasso fisso pari al 2,424%. Nel corso del 2018 sono stati ricevuti ulteriori due finanziamenti:

- prima *tranche*, pari a euro 163 migliaia, erogata il 26 marzo 2018 ad un tasso fisso pari a 1,352%
- prima *tranche*, pari a euro 1.091 migliaia, erogata il 25 luglio 2018 ad un tasso fisso pari a 3,063%.

I rimborsi dei finanziamenti agevolati Carisbo S.p.A. e i conseguenti crediti di imposta maturati dalla Società nel 2018, sono stati pari a euro 26 migliaia.

Il contratto di conto corrente intercompany con Enel S.p.A. prevede l'addebito degli interessi sulla base della media mensile del tasso Euribor a 1 mese maggiorato di uno *spread* dello 0,70% a partire dal 1° luglio 2018 (precedentemente era pari a 1%) più un ulteriore *spread* del 3% in caso di superamento del fido di cassa accordato.

Sui finanziamenti a tasso variabile sono stati stipulati con la Controllante dei contratti di copertura contro il rischio di variazione del tasso d'interesse che maturano oneri e proventi finanziari.

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2018 in migliaia di euro, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
al 31.12.2018					
Obbligazioni:					
- tasso fisso					
- tasso variabile					
Totale	-	-	-	-	-
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	1.352	1.352	39	1.313	1.339
- tasso variabile	2.631.548	2.631.548	195.247	2.436.301	2.624.656
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)					
Totale finanziamenti bancari	2.632.900	2.632.900	195.286	2.437.614	2.625.995
Preference shares:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti non bancari	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.501.352	5.501.352	39	5.501.313	5.501.339
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.631.548	2.631.548	195.247	2.436.301	2.624.656
TOTALE	8.132.900	8.132.900	195.286	7.937.614	8.125.995

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
al 31.12.2017					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	252	252	132	120	249
- tasso variabile	2.454.250	2.454.250	222.702	2.231.548	2.552.009
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)					
Totale finanziamenti bancari	2.454.502	2.454.502	222.834	2.231.668	2.552.258
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
- tasso variabile					
Totale finanziamenti non bancari	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.500.252	5.500.252	132	5.500.120	5.500.249
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.454.250	2.454.250	222.702	2.231.548	2.552.009
TOTALE	7.954.502	7.954.502	222.834	7.731.668	8.052.258

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "Risk Management" e sui livelli del *fair value*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "Fair value measurement".

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse.

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Saldo	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2018		al 31.12.2017	al 31.12.2018	
Euro	8.132.900	8.132.900	7.954.502	4,40%	4,40%
Valuta estera					
Valuta estera 1					
Valuta estera 2					
Valuta estera 3					
Totale valute non euro	-	-	-		
TOTALE	8.132.900	8.132.900	7.954.502		

La tabella seguente indica le caratteristiche del finanziamento ricevuto dalla BEI nell'esercizio 2018:

Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
Finanziamenti bancari:							
	Carisbo	26/03/2018	163.177	EUR	1,35%	Fisso	31/12/2042
	Banca Europea per gli Investimenti (BEI)	03/05/2018	200.000.000	EUR	Euribor 6M + 42.9 bps	Variabile	03/05/2033
	Carisbo	25/07/2018	1.091.415	EUR	3,06%	Fisso	30/06/2043
	Banca Europea per gli Investimenti (BEI)	19/10/2018	200.000.000	EUR	Euribor 6M + 34.6 bps	Variabile	19/10/2033
TOTALE			401.254.592				

Finanziamenti a breve termine – 271 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2018 distinti per natura:

Migliaia di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Finanziamenti bancari a breve termine	271	1.000.003	(999.732)
Conto corrente intersocietario	-	1.621.523	(1.621.523)
TOTALE	271	2.621.526	(2.621.255)

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo dei conti conto correnti bancari (al 31 dicembre 2017 il saldo era negativo per euro 2.621.526 migliaia e si riferiva al saldo negativo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, per euro 1.621.523 migliaia e alla linea di credito di tipo revolving intrattenuta con Enel Finance International N.V., per un ammontare pari a 1.000.000 migliaia di euro, estinta nel corso del 2018).

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

	al 31.12.2018				al 31.12.2017			
	Prima della copertura		Dopo la copertura		Prima della copertura		Dopo la copertura	
%								
Tasso variabile	2.631.548	32%	1.321.871	16%	2.454.250	31%	1.522.989	19%
Tasso fisso	5.501.352	68%	6.811.029	84%	5.500.252	69%	6.431.513	81%
TOTALE	8.132.900	100%	8.132.900	100%	7.954.502	100%	7.954.502	100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note di commento.

47.2.2 Utili (perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati:

Migliaia di euro

	Utili/(perdite) netti		Di cui: Impairment / Ripristini di impairment
	2018	2017	2018
Finanziamenti e crediti	(52.503)	(47.090)	(89.050)
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.331	52.684	-

48. Risk management

48.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi finanziari tra i quali, principalmente, il rischio di mercato, il rischio di credito ed il rischio di liquidità.

Come parte della *governance* di *risk management* i rischi di mercato sono gestiti attraverso specifiche *policy* definite sia a livello di Gruppo che di singola *Country/Business Line* con specifici Comitati Rischi responsabili di definire e supervisionare le *policy* strategiche.

La *governance* fornisce un sistema di limiti operativi, articolati sulle diverse tipologie di rischio, che sono periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

48.2 Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.

e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio della sua attività, è esposta principalmente al rischio tasso di interesse, derivante dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, e al rischio tasso di cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa dall'euro.

Le *policy* di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari applicabili a livello di singola Società prevedono la stabilizzazione degli effetti a Conto Economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Tale obiettivo può essere raggiunto direttamente alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura della stessa, e attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti finanziari derivati *Over the counter (OTC)* con la Capogruppo.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio tasso di interesse è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

La principale fonte di rischio tasso di interesse deriva dalla variazione nei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito indicizzato a tasso variabile, dalla negoziazione delle condizioni economiche dei nuovi strumenti di debito nonché dalle variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

Per e-distribuzione S.p.A. la fonte dell'esposizione al rischio tasso di interesse non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio e si riferisce principalmente all'ammontare dell'indebitamento indicizzato a tasso variabile per il potenziale impatto negativo, che un aumento del livello dei tassi di interesse di mercato potrebbe avere sul Conto Economico in termini di maggiori oneri finanziari netti.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 45 "*Strumenti finanziari*".

La Società gestisce il rischio di tasso di interesse sia attraverso la diversificazione delle passività finanziarie per tipologia contrattuale, tipologia di tasso nonché scadenza, sia tramite la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite il ricorso a strumenti finanziari derivati *OTC*, in particolare *interest rate swap*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Attraverso i contratti di *interest rate swap*, la Società concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

In particolare, i contratti di *interest rate swap floating-to-fixed* trasformano una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Viceversa, i contratti di *interest rate swap fixed-to-floating* trasformano una passività finanziaria a tasso fisso valutata al *fair value* in una passività a tasso variabile neutralizzando in tal modo l'esposizione del *fair value* alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2018 e 31 dicembre 2017 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.309.677	931.261
Interest rate options	-	-
TOTALE	1.309.677	931.261

Gli strumenti finanziari derivati possono essere designati come di *Cash Flow Hedge* o di *Fair value Hedge* qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IFRS 9, altrimenti sono classificati come di *Trading*.

La Società non stipula contratti derivati a fini speculativi.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "*Derivati e hedge accounting*".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto Economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Al 31 dicembre 2018 il 31% (32% al 31 dicembre 2017) dell'indebitamento finanziario lordo è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dallo IFRS 9), l'indebitamento finanziario lordo, al 31 dicembre 2018, risulta essere coperto all'81% (come al 31 dicembre 2017).

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio Netto, per la componente di copertura dei derivati in *Cash flow hedge*, che a Conto Economico per i derivati che non si qualificano in *Hedge Accounting* e per la quota parte di indebitamento netto non coperto da strumenti derivati.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento ed in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

	al 31.12.2018		al 31.12.2017		
	Aumento/riduzione nei basis points	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Debito non coperto	-	3.305	-	3.807	-
	-	(3.305)	-	(3.807)	-
Cash flow hedge	+/-25 bp		23.791		14.518
	+/-25 bp	-	(23.791)	-	(14.518)
Trading	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

La principale fonte di rischio tasso di cambio deriva dalle variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in una valuta differente rispetto all'euro quali costi, ricavi, passività e attività finanziarie.

Al 31 dicembre 2018 risultano in essere contratti a copertura del rischio cambio EUR/USD riguardo operazioni previste altamente probabili connesse all'acquisizione di contatori digitali.

Al fine di minimizzare tale rischio, e-distribuzione SpA stipula con la capogruppo Enel SpA contratti derivati *Over the counter (OTC)*, ed in particolare *currency forward*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, ad una determinata data futura e ad un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* ed il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Il nozionale al 31 dicembre 2018 è pari a 101.497 migliaia di euro mentre lo scorso anno era pari a 140.054 migliaia di euro.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2018 e del 31 dicembre 2017, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Cross currency rate swaps (CCIRSs)	-	-
Currency forwards	101.497	140.054
Currency swaps	-	-
TOTALE	101.497	140.054

Analisi di sensitività del tasso di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in Cash flow hedge, che a Conto economico per i derivati che non si qualificano in Hedge Accounting.

Tali scenari sono rappresentati dall' apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

La seguente tabella mostra l'analisi di sensitività per variazioni possibili nei tassi di cambio di incremento e decremento del +10/-10%.

Migliaia di euro		al 31.12.2018		al 31.12.2017		
		Aumento/riduzione nei tassi di cambio	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
	Debito non coperto	-	-	-	-	
		-	-	-	-	
	Cash flow hedge	+/- 10%	-	(7.783)	(8)	(12.533)
		+/- 10%	-	9.493	203	15.098
	Trading	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e- distribuzione S.p.A. non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro.

Rischio di prezzo delle Commodity

La Società, in seguito a periodici assessment, ritiene non rilevante il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, principalmente rame ed alluminio.

48.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto con i clienti, tale da generare una perdita. La Società è esposta a rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche e le società finanziarie, le transazioni in valuta estera e gli altri strumenti finanziari.

Variazioni inattese del merito creditizio di una controparte generano effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Nell'ambito del processo delle operazioni di distribuzione di energia elettrica, la scelta delle controparti è monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di default della controparte.

Le posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati sono stipulate mediante la selezione di primarie istituzioni finanziarie nazionali ed internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti ed attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.

Il rischio di credito da operazioni con banche e istituti finanziari è gestito dalla tesoreria accentrata, in linea con le *policy* di Gruppo. Gli investimenti dei *surplus* di liquidità sono realizzati solo con controparti autorizzate e nei limiti di credito assegnati a ciascuna controparte. Tali limiti sono rivisti dal Consiglio di Amministrazione del Gruppo su base annua, e possono essere aggiornati durante l'anno soggetto all'approvazione del Comitato Finanziario di Gruppo. I limiti sono fissati al fine di ridurre al minimo la concentrazione dei rischi e quindi limitare le perdite generate dal potenziale default della controparte. Si generano concentrazioni di rischio quando un certo numero di controparti, impegnate in attività analoghe o attività nella stessa area geografica o che hanno caratteristiche economiche che potrebbero influire sulla loro capacità di far fronte alle obbligazioni contrattuali, sono influenzate allo stesso modo dalle variazioni delle condizioni economiche, politiche, ecc. Tali concentrazioni indicano la sensitività relativa della performance della Società negli sviluppi che interessano un settore particolare.

La Società svolge il servizio di distribuzione e misura di energia elettrica in concessione Ministeriale, pertanto opera con i clienti (trader) che abbiano i requisiti previsti dall'ARERA.

Al fine di evitare eccessive concentrazioni di rischio, le politiche e le procedure del Gruppo includono specifiche linee guida che si incentrano sul mantenimento di un portafoglio diversificato. Concentrazioni identificate di rischio di credito sono monitorate e gestite di conseguenza.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2018 e 2017 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo 45 "Strumenti Finanziari".

Concentrazione ed esposizione del rischio di credito della clientela

La seguente tabella fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti finanziari soggetti a *impairment* ad esclusione dei crediti commerciali e delle attività derivanti da contratti con i clienti:

Migliaia di euro					
Staging	Base per la definizione del Fondo perdite attese	Equivalente al rating del credito esterno	Tasso di perdita medio ponderato	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese
Performing	12 m ECL	BBB- to AAA	0,29%	1.001.511	2.920
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C	-	-	-
			-	-	-
			-	-	-
Non-performing		D	-	-	-
TOTALE				1.001.511	2.920

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e gli altri crediti valutati individualmente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2018			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	3,3%	270	9	261
Crediti Commerciali	10,6%	4.264.477	451.924	3.812.553
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	3.263.604	16.142	3.247.462
Crediti commerciali scaduti:	43,5%	1.000.873	435.782	565.091
1 – 30 giorni	13,8%	107.560	14.843	92.717
31 – 60 giorni	17,8%	51.227	9.110	42.117
61 – 90 giorni	10,0%	20.443	2.048	18.395
91 – 120 giorni	13,2%	22.360	2.941	19.419
121 – 150 giorni	11,8%	16.484	1.944	14.540
151 – 180 giorni	65,1%	20.156	13.131	7.025
più di 180 giorni (credit impaired)	51,4%	762.643	391.765	370.878
Altri Crediti	8,3%	413.958	34.210	379.748
TOTALE	10,4%	4.678.705	486.143	4.192.562

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e gli altri crediti valutati collettivamente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2018			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	-	-	-	-
Crediti Commerciali	18,5%	101.893	18.812	83.081
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	36.161	-	36.161
Crediti commerciali scaduti:	28,6%	65.732	18.812	46.920
1 – 30 giorni	0,0%	7.952	-	7.952
31 – 60 giorni	0,0%	2.202	-	2.202
61 – 90 giorni	0,0%	1.552	-	1.552
91 – 120 giorni	0,0%	2.480	-	2.480
121 – 150 giorni	0,0%	1.428	-	1.428
151 – 180 giorni	0,0%	1.654	-	1.654
più di 180 giorni (credit impaired)	38,8%	48.464	18.812	29.652
TOTALE	38,8%	48.464	18.812	29.652

48.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito *committed* disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di *maturity* del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati/valute e controparti.

Nell'ambito del Gruppo, Enel S.p.A. svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata, garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali.

La Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Il *forecasting* dei flussi di cassa è predisposto dalla Società in collaborazione con la Finanza di Gruppo che monitora in maniera *rolling* le previsioni sulle esigenze di liquidità della Società e del Gruppo, al fine di assicurare le disponibilità liquide sufficienti per soddisfare le esigenze operative.

La società al 31 dicembre 2018 ha un fido di cassa con Enel S.p.A. di 2.000 milioni di euro utilizzato per 1.622 milioni di euro.

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società e dei derivati sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

Migliaia di euro	Scadenza entro				
	Minore di 3 mesi	Tra 3 mesi e 1 anno	da 1 a 2 anni	Tra 2 e 5 anni	Maggiore di 5 anni
Bond:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	39	40	128	1.145
- tasso variabile	-	195.247	195.247	649.378	1.591.676
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-
Totale	-	195.286	195.287	649.506	1.592.821
Preference shares:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	5.500.000	-
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	5.500.000	-
Derivati:					
Derivati di FVH	-	-	-	-	-
Derivati di CFH	-	-	-	-	-
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Crediti commerciali e altri crediti	-	-	-	-	-
Debiti per leasing finanziari	-	-	-	-	-
Garanzie finanziarie	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie	-	-	-	-	-
TOTALE	-	195.286	195.287	6.149.506	1.592.821

49. Derivati e Hedge Accounting

49.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro *fair value*. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'*inception* della transazione, la Società deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed obiettivi di risk management. Inoltre la Società documenta, all'*inception* e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di *cash flow hedge*, e-distribuzione S.p.A. valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

In relazione alla natura dei rischi cui è esposto, designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge;
- cash flow hedge o
- investimenti netti in gestioni estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari a cui e-distribuzione S.p.A. è esposta si rimanda alla nota 48 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (i.e. stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata da e-distribuzione S.p.A. mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

> se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;

> diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (i.e. regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di *ranking* che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, la Società valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, *break up clause*, *master netting agreements*, ecc.).

e-distribuzione S.p.A. ha stabilito un *hedge ratio* di 1:1 per tutte le relazioni di copertura per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante una analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

> se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il *credit risk adjustment* sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;

> se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

> *basis differences* (i.e. i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);

> differenze di *timing* (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);

> differenze di quantità o di importo nozionale (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);

> altri rischi (i.e. le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);

> rischio di credito (i.e. il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dalla Società per la copertura delle variazioni del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il conto economico.

Le variazioni di *fair value* di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a conto economico, coerentemente con le variazioni di *fair value* dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'*hedge accounting*, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2018 derivati di fair value hedge.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire e-distribuzione S.p.A. dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe impattare il conto economico.

La quota efficace delle variazioni del *fair value* dei derivati, che sono designati e si qualificano di *cash flow hedge*, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il conto economico (ad esempio, quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (i.e. terreni, impianti e macchinari o magazzino, ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile a cui si applica il *fair value hedge*, l'importo cumulato a patrimonio netto (i.e. riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (i.e. costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (i.e. "*basis adjustment*").

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'*hedge accounting*, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i *forward* come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti *forward* (a CE piuttosto che OCI) viene definita caso per caso.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il *cross currency basis spread* come strumento di copertura, vengono separati i *basis spread* della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e si rilevano nel conto economico complessivo (OCI).

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2018 derivati di cash flow hedge e si riferiscono alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile, nonché alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto di contatori digitali e di concentratori per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

Copertura di investimenti netti in gestioni estere

Le coperture degli investimenti netti in gestioni estere sono coperture dell'esposizione al rischio cambio delle eventuali quote di pertinenza della Società nelle attività nette di tali gestioni estere e sono contabilizzate in modo analogo alle coperture di cash flow hedge.

Qualsiasi utile o perdita sullo strumento di copertura relativo alla parte efficace della copertura è rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo. L'utile o la perdita relativo alla parte inefficace della copertura è rilevato a conto economico quando si manifesta. Gli utili e le perdite cumulati a patrimonio netto sono rilevati a conto economico quando la gestione estera è ceduta o parzialmente alienata.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2018 coperture di investimenti netti in gestioni estere.

Nelle seguenti tabelle sono indicati il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura attivi e passivi, in essere su e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2018, classificati sulla base di ciascuna tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in correnti e non correnti.

L'ammontare nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale avviene lo scambio di flussi finanziari. Questo importo può essere espresso come valore o quantità (ad esempio tonnellate, convertite in euro, moltiplicando l'importo nozionale per il prezzo concordato).

Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti ai tassi di cambio ufficiali del WM Reuters Fixing di fine periodo.

Per ulteriori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si rinvia alla nota n.50 "Misurazione al fair value".

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
DERIVATI ATTIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	8.964	-	54	-	79.229	-	2.507	-
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	8.964	-	54	-	79.229	-	2.507	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	8.964	-	54	-	79.229	-	2.507	-

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
DERIVATI PASSIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.309.677	885.606	97.911	96.770	-	45.455	-	1.276
sul rischio di tasso di cambio	1.690	-	12	-	11.613	140.054	68	9.193
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1.311.368	885.606	97.922	96.770	11.613	185.509	68	10.469
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.311.368	885.606	97.922	96.770	11.613	185.509	68	10.469

49.1.1 Impatto dei derivati di copertura sul patrimonio netto

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

Migliaia di euro	2018			2017		
	Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia	Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia
Copertura del tasso di interesse	15.891	(16.363)	(520)	625	(29.822)	(520)
Copertura del tasso di cambio	(11.674)	-	-	21.157	674	(281)
Copertura del prezzo di commodity	-	-	-	-	-	-
Derivati di copertura	4.217	(16.363)	(520)	21.782	(29.148)	(801)

49.1.2 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	- 97.911	1.309.677	- 98.046	931.261
		-	-	-	-
TOTALE		- 97.911	1.309.677	- 98.046	931.261

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Derivati	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Fair value hedge								
Interest rate swap	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge								
Interest rate swap	-	-	-	-	1.309.677	931.261	97.911	98.046
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso d'interesse	-	-	-	-	1.309.677	931.261	97.911	98.046

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Fair value al 31.12.2018	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					Oltre
		al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(97.911)	(28.720)	(25.288)	(20.004)	(14.880)	(9.898)	(813)

49.1.3 Rischio di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	Fair value		Valore nozionale	
			al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
	Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	2.481	(9.193)	101.497	140.054
	Currency swaps	Commercial paper denominati in valuta estera	-	-	-	-
	TOTALE		2.481	(9.193)	101.497	140.054

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati								
Cash flow hedge								
	88.193		2.560		13.304	140.054	79	9.193
Totale derivati su tasso di cambio	88.193		2.560		13.304	140.054	79	9.193

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio cambio:

Migliaia di euro	Fair value al 31.12.2018	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					Oltre
		al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	
CFH su tasso di cambio							
Fair value positivo	2.560	1.571	203	-	-	-	-
Fair value negativo	(79)	(78)	(38)	-	-	-	-

50. Fair value measurement

In questa Nota di commento sono fornite le disclosure con l'obiettivo di valutare per le attività e le passività valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Il *fair value* delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del *fair value* che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli *input* e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il *fair value*:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

50.1 Attività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI			ATTIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Attività finanziarie al FVOCI									
Partecipazioni in altre imprese		70	-	-	70	-	-	-	-
Titoli		-	-	-	-	-	-	-	-
Attività valutate al fair value incluse in un Gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		70	-	-	70	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		54	-	54	-	2.507	-	2.507	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		54	-	54	-	2.507	-	2.507	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		54				2.507			

Le partecipazioni in altre imprese, presenti tra le attività valutate al FVOCI, si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente), valutata al costo d'acquisto.

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

50.2 Attività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella seguente sono riportati i livelli della gerarchia delle attività non valutate al fair value:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI			ATTIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività finanziarie al costo ammortizzato									
Crediti finanziari		444.433	-	-	444.433	119.256	-	-	119.256
Titoli		13	-	-	13	-	-	-	-
Commercial paper		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività									
Investimenti immobiliari		-	-	-	-	-	-	-	-
Rimanenze		-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE		444.446	-	-	444.446	119.256	-	-	119.256

50.3 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività valutate al fair value:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA' NON CORRENTI			PASSIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Contratti derivati									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		(97.911)	-	(97.911)	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		(12)	-	(12)	-	(68)	-	(68)	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		(97.922)	-	(97.922)	-	(68)	-	(68)	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		(97.922)	-	(97.922)	-	(68)	-	(68)	-

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

50.4 Passività non valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività non valutate al fair value:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA'		
		Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2
Finanziamenti:				
Obbligazioni:				
- tasso fisso		-	-	-
- tasso variabile		-	-	-
Totale		-	-	-
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso		1.339	-	1.339
- tasso variabile		2.624.656	-	2.624.656
Totale		2.625.995	-	2.625.995
Preference shares:				
- tasso variabile		-	-	-
Totale		-	-	-
Finanziamenti verso altri:				
- tasso fisso		5.500.000	-	5.500.000
- tasso variabile		-	-	-
Totale		5.500.000	-	5.500.000
Altri debiti				
Commercial paper		-	-	-
Cash collateral		-	-	-
Altri debiti		-	-	-
TOTALE		-	-	-

51. Operazioni con le parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione, Fopen e Fondenel, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Tutti i rapporti posti in essere con le parti correlate rientrano nell'ordinaria attività di gestione e sono essenzialmente regolati a condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2018:

Migliaia di euro

	Ricavi				Costi			
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Leasing	Impairment e ripristino di valore crediti	Oneri finanziari
Controllante:	-	166	3	-	8.281	-	(1)	52.926
Enel SpA	-	166	3	-	8.281	-	(1)	52.926
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	33.060	3.715.823	-	21.636	285.597	39.971	(60)	341.309
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	2.150.591	-	21.636	1.353	-	-	-
Enel Energia SpA	-	1.516.955	-	-	1.566	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	1.179	6.152	-	-	17.699	-	6	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	-	341.309
Enel Italia Srl	-	215	-	-	264.397	39.958	-	-
Open Fiber SpA	-	27.668	-	-	-	11	18	-
Endesa Distribucion Electrica SL	20.233	5.472	-	-	-	-	(65)	-
Endesa Ingegneria SA	-	(176)	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	743	-	-	64	-	2	-
Enel Produzione SpA	-	2.379	-	-	187	-	(3)	-
E-Distributie Muntenia SA	4.893	1.088	-	-	179	-	(5)	-
Enel Trade SpA	-	1.215	-	-	-	-	-	-
Enel Servicii Comune SA	-	-	-	-	-	-	(6)	-
E-Distributie Banat SA	3.094	860	-	-	18	-	(2)	-
E-Distributie Dobrogea SA	2.795	858	-	-	-	-	(4)	-
Electrica Cadiz SA	161	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	705	1.803	-	-	134	2	(1)	-
Altre parti correlate:	-	285.927	-	-	1.965.793	-	-	8.298
GSE	-	-	-	-	24	-	-	8.298
GME	-	-	-	-	398.112	-	-	-
Poste Italiane	-	30.235	-	-	-	-	-	-
ENI	-	45.959	-	-	4	-	-	-
Terna	-	15.213	-	-	1.541.606	-	-	-
Fopen	-	-	-	-	18.815	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-
Rete Ferroviaria Italiana	-	82.721	-	-	1.046	-	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo CdP	-	-	-	-	-	-	-	-
Anas	-	1.329	-	-	1.254	-	-	-
Expo 2015 SpA	-	-	-	-	7	-	-	-
Gruppo MPS	-	1	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	684	-	-	-
Altre	-	110.470	-	-	4.241	-	-	-
TOTALE	33.060	4.001.916	3	21.636	2.259.671	39.971	(61)	402.533

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2017

Migliaia di euro

	Ricavi			Costi			
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Leasing	Oneri finanziari
Controllante:	-	1.131	1.820	-	33.889	-	61.699
Enel Spa	-	1.131	1.820	-	33.889	-	61.699
Controllate:	4.360	647	12.162	14	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	98.555	3.781.631	12.162	19.347	270.613	35.748	339.146
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	2.325.229	-	19.319	1.630	-	-
Enel Energia SpA	-	1.433.535	-	-	1.496	-	-
Enel Italia Srl	-	13	-	7	267.054	35.748	-
Open Fiber SpA	-	7.932	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	80.262	6.906	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	176	-	-
Enel Sole Srl	-	717	-	7	108	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.176	-	-	99	-	-
Enel Distributie Muntenia SA	3.355	763	-	-	16	-	-
Enel Ingegneria e ricerca	-	-	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	1.196	-	-	-	-	-
Enel Servicii Comune SA	-	(9)	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	2.033	468	-	-	1	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	2.114	422	-	-	-	-	-
Electrica Cadiz	1.251	-	-	-	-	-	-
Electra de Viesgo SA	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	5.180	636	-	-	33	-	-
Altre parti correlate:	-	465.970	-	-	4.357.566	-	732
GSE	-	66	-	-	2.261.309	-	729
GME	-	184	-	-	524.324	-	-
Poste Italiane	-	32.787	-	-	18	-	-
ENI	-	332.421	-	-	20.124	-	-
Terna	-	12.557	-	-	1.542.039	-	3
Fopen	-	-	-	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-
Rete Ferroviaria Italiana	-	74.598	-	-	962	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	0	-	-	2.110	-	-
Gruppo CdP	-	102	-	-	1.753	-	-
Anas	-	-	-	-	-	-	-
Expo 2015 SpA	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	1	-	-	1	-	-
Altre	-	13.253	-	-	4.925	-	-
TOTALE	102.915	4.249.379	26.144	19.361	4.662.068	35.748	401.577

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2018:

	Stato Patrimoniale														Altre informazioni				
	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Controllante:	54	5.459	166	369.626	76.122	28.495	-	97.922	79.806	-	-	9.814	-	23.434	-	55	-	-	-
Enel SpA	54	5.459	166	369.626	76.122	28.495	-	97.922	79.806	-	-	9.814	-	23.434	-	55	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	-	-	1.450.389	-	33.403	-	5.500.000	-	1.469.834	244	172.769	-	65.929	203.399	1.752	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	711.730	-	-	-	-	-	1.058.278	244	21.662	-	-	104.171	1.681	-	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	684.806	-	-	-	-	-	326.453	-	1.955	-	-	56.984	63	-	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	5.500.000	-	-	-	-	-	65.929	-	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	-	-	2.985	-	-	-	-	-	-	-	17.628	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	-	438	-	177	-	-	-	90	-	127.411	-	-	-	6	-	-	-	-
Endesa Distribucion Electrica SL	-	-	9.318	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	618	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	255	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	1.358	-	-	-	-	-	2	-	81	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	3.039	-	-	-	-	-	2.715	-	1.141	-	-	608	2	-	-	-	-
E-Distributie Muntenia SA	-	-	7.799	-	-	-	-	-	-	-	451	-	-	-	-	-	-	-	-
Open Fiber SpA	-	-	10.195	-	62	-	-	-	80.041	-	1.525	-	-	40.692	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	-	249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	4.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	4.228	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	2.119	-	-	-	-	-	-	-	91	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	-	166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	-	-	2.417	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel.Si Srl	-	-	205	-	33.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	4.443	-	-	-	-	-	2.255	-	456	-	-	326	-	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	1	33.461	-	9.243	-	-	804.000	-	5.539	834.418	-	89.374	-	35.498	525	169.096	35.742	-
GSE	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-	825.664	-	-	-	-	-	-	11	118
GME	-	-	-	-	7.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	77	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	10.786	-	-
ENI	-	0	217	-	902	-	-	-	-	-	1.178	-	-	-	3.124	-	141.571	24.430	-
Terna	-	-	5.595	-	1	-	-	-	-	-	3.697	-	-	-	9.281	-	-	-	731
Fopen	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.864	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	0	11.657	-	244	-	-	-	-	-	501	-	-	-	52	3	16.445	-	-
Infratel Italia SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Anas	-	1	1.989	-	257	-	-	-	-	-	3.339	-	-	-	-	459	-	-	-
Expo 2015 SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	-	13.895	-	-	-	-	804.000	-	5.539	(188)	-	89.374	-	14.105	62	283	10.463	-
TOTALE	54	5.460	1.484.016	369.626	118.768	28.495	5.500.000	901.922	79.806	1.469.834	5.783	1.017.001	-	178.737	203.399	37.305	525	169.096	35.742

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2017

Migliaia di euro

	Stato Patrimoniale											Altre informazioni							
	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Controllante:	-	5.447	1.359	-	156.366	-	-	96.770	87.969	-	-	32.791	2.882	1.661.279	-	55	-	-	-
Enel Spa	-	5.447	1.359	-	156.366	-	-	96.770	87.969	-	-	32.791	2.882	1.661.279	-	55	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	-	-	1.636.813	-	338	-	6.500.000	-	-	-	56.688	113.352	-	65.947	-	43.103	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale Spa	-	-	854.010	-	-	-	-	-	-	-	19.220	20.132	-	-	-	12.233	-	-	-
Enel Energia Spa	-	-	705.031	-	-	-	-	-	-	-	4.419	872	-	-	-	20.362	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	6.500.000	-	-	-	-	-	-	65.947	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	-	-	1.649	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	-	230	-	229	-	-	-	-	-	97	71.614	-	-	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.062	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	-	-	39.766	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	618	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	269	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	1.949	-	-	-	-	-	-	-	3	174	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	2.900	-	35	-	-	-	-	-	3.121	1.240	-	-	-	377	-	-	-
Enel Distributie Muntenia SA	-	-	8.290	-	-	-	-	-	-	-	-	249	-	-	-	-	-	-	-
Open Fiber SpA	-	-	9	-	73	-	-	-	-	-	29.657	490	-	-	-	9.428	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	-	256	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	4.903	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania	-	-	3.989	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	-	1.820	-	-	-	-	-	-	-	-	71	-	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	-	-	3.136	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Enel Si Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.593	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	8.760	-	1	-	-	-	-	-	171	473	-	-	-	85	-	-	-
Altre parti correlate:	-	27	52.904	-	3.683	-	-	893.333	-	-	35.400	1.239.069	-	89.464	-	12.250	408	231.157	51.795
GSE	-	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-	967.272	-	-	-	-	-	11	181
Poste Italiane	-	-	2.411	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	10.813	-
ENI	-	-	6.506	-	37	-	-	-	-	-	-	1.502	-	-	-	80	-	197.281	42.606
Terna	-	-	21.083	-	2.240	-	-	-	-	-	-	262.154	-	-	-	1.636	-	-	829
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	26	10.238	-	318	-	-	-	-	-	-	548	-	-	-	-	3	22.854	2
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.225	-	-	-	-	-	-	5.587
Cassa Depositi e Prestiti	-	-	252	-	-	-	-	893.333	-	-	-	908	-	89.464	-	-	-	197	2.591
Expo 2015 SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Altre	-	1	12.352	-	1.088	-	-	-	-	-	35.400	5.455	-	-	-	10.533	405	-	-
TOTALE	-	5.474	1.691.076	-	160.387	-	6.500.000	990.103	87.969	-	92.088	1.385.212	2.882	1.816.690	-	55.408	408	231.157	51.795

Le attività finanziarie correnti verso Enel S.p.A. riguardano essenzialmente il saldo del conto corrente intersocietario; per maggiori informazioni si rinvia alla Nota di commento n. 30.

I proventi e gli oneri finanziari verso Enel S.p.A. rappresentano, principalmente, gli interessi maturati sul conto corrente intersocietario e gli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Nota di commento n. 15.

I debiti e gli oneri verso Enel Finance International N.V. sono relativi ai finanziamenti a medio/lungo termine ricevuti nel corso del 2012 (per maggiori informazioni in merito ai finanziamenti si rinvia alla Nota di commento n. 47.2.1).

Per ulteriori informazioni si rinvia alle note di commento delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

Compensi degli Amministratori e Sindaci

I compensi degli amministratori e sindaci, pari a euro 126 migliaia, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei sindaci; infatti, gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono alcun compenso.

52. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	274.527	177.547	96.980
- appalti	913.337	904.110	9.227
- ordini	1.361.752	909.615	452.137
- altri acquisti	558.240	717.006	(158.766)
Totale	2.833.329	2.530.731	302.598
TOTALE	3.107.856	2.708.278	399.578

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 274.527 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, per conto della Società, a favore di terzi a fronte dei rapporti contrattuali posti in essere dalla Società (euro 177.547 migliaia al 31 dicembre 2017). Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. In particolare l'incremento della voce si riferisce principalmente agli impegni per i fornitori per l'approvvigionamento di contatori di seconda generazione.

53. Attività e Passività potenziali

Passività potenziali

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

A seguito del noto *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate, da parte dei clienti nei confronti di e-distribuzione S.p.A., numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni.

Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative.

La maggior parte dei giudizi si sono conclusi in primo grado con sentenze a favore degli istanti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di e-distribuzione S.p.A.. Anche la Corte di Cassazione ha sempre reso sentenze favorevoli a e-distribuzione S.p.A..

Al 31 dicembre 2018 i giudizi pendenti risultano essere circa 2.274 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i suddetti orientamenti favorevoli ad e-distribuzione S.p.A. sia dei giudici di appello che della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012, sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla ripetizione di quanto corrisposto da e-distribuzione S.p.A. in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008, e-distribuzione S.p.A. ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto ad ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di e-distribuzione S.p.A..

Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di e-distribuzione S.p.A., dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne e-distribuzione S.p.A. rispetto a quanto pagato o da pagarsi a clienti di e-distribuzione S.p.A. e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali per la difesa di e-distribuzione S.p.A..

Sulla base della suddetta sentenza, ad ottobre 2014, e-distribuzione S.p.A. ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma, al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute ad e-distribuzione S.p.A. e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica. Alla prima udienza di comparizione delle parti del 3 ottobre 2016, il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta avversaria relativa all'eccezione di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello. In data 12 luglio 2017, è stata resa l'ordinanza con cui sono state rigettate le richieste istruttorie avanzate e la causa è stata rinviata per la decisione all'udienza del 25.11.2019.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. Dopo le udienze di comparizione delle parti, la Corte d'Appello ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 23.2.2018, nella quale la causa è stata trattenuta in decisione e il giudice ha assegnato i termini per le ultime difese delle parti.

La Corte di appello di Roma, con sentenza n. 6339/2018 del 9.10.2018, ha rigettato l'appello di Cattolica e anche gli appelli incidentali proposti dalle altre parti presenti in giudizio.

Avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica per inadempimento del venditore. Eventuale chiusura con procedura semplificata

Con delibera n. 624/2016 del 4 novembre 2016, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., contestando la violazione del criterio di diligenza specifica richiesta nell'adempimento degli obblighi informativi connessi alla risoluzione del contratto di trasporto di Esperia.

L'Autorità, sul presupposto che gli elementi acquisiti fossero sufficienti a sorreggere la fondatezza della contestazione, ha riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. la facoltà di avvalersi della procedura semplificata pagando la sanzione nella misura ridotta di un terzo rispetto all'importo base (euro 131.500 anziché euro 394.500) ed estinguendo in tal modo il procedimento sanzionatorio.

e-distribuzione S.p.A. ha tuttavia deciso di non avvalersi di tale procedura semplificata e, in data 17 gennaio 2017, ha inviato la propria memoria difensiva all'Autorità. Il procedimento dunque prosegue secondo la modalità ordinaria.

Avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per l'accertamento di violazioni in materia di connessione alle reti di impianti di produzione di energia elettrica

Con determina DSAI/40/2017/eel del 28 settembre 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione delle disposizioni del TICA (Testo Integrato Connessioni Attive) volte ad evitare la saturazione virtuale della rete.

In particolare, a seguito di verifica ispettiva, l'ARERA ha riscontrato violazioni in relazione a 58 pratiche su un campione di 130 pratiche esaminate, tutte afferenti alla rete di distribuzione della Basilicata. Secondo l'ARERA, e-distribuzione avrebbe provveduto, con ritardo, ad annullare le pratiche per cui risultava decorso inutilmente il termine per l'accettazione del preventivo o ad inviare il sollecito in relazione alle pratiche per cui risultavano decorsi inutilmente i termini per l'attestazione dell'avvio dell'iter autorizzativo o dell'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, prolungando ingiustificatamente la validità dei preventivi e la relativa prenotazione di capacità sulla rete.

e-distribuzione S.p.A. il 27 ottobre 2017 ha presentato all'ARERA un set di impegni volti a chiudere il procedimento sanzionatorio senza accertamento dell'infrazione e senza irrogazione di sanzione e che prevedono:

- il versamento di una penalità a favore del sistema in relazione alle pratiche per cui l'ARERA ha riscontrato, nell'ambito del procedimento in oggetto, la violazione dei termini del TICA per l'annullamento delle pratiche;
- l'introduzione di un termine massimo pari a 5 gg lavorativi per l'invio dei solleciti funzionali all'annullamento delle pratiche;
- l'invio da parte di e-distribuzione di un sollecito in caso di mancato invio da parte del richiedente degli aggiornamenti sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo e la richiesta di informazioni alla P.A. in caso di mancato riscontro da parte del richiedente;
- l'invio da parte di e-distribuzione di un sollecito in caso di mancato invio da parte del richiedente del cronoprogramma sullo stato dei lavori di realizzazione dell'impianto e la richiesta di informazioni alla P.A. in caso di mancato riscontro da parte del richiedente; il monitoraggio della

scadenza dei termini di validità del provvedimento autorizzativo e, in assenza della comunicazione di fine lavori, l'invio di una richiesta di informazioni al produttore e alla P.A.;

- la rappresentazione grafica, con aggiornamento mensile, del grado di saturazione della rete a livello delle singole cabine primarie;
- l'integrazione del portale produttori con nuove funzionalità relative al *tracking* della singola pratica;
- la formazione del personale e-distribuzione sugli adempimenti previsti dagli impegni in questione al fine di evitare la saturazione virtuale della rete;
- la segnalazione alla competente funzione di audit di gravi violazioni delle disposizioni del TICA volte a contenere la saturazione virtuale della rete.

Con delibera 45/2019/S/eel l'ARERA ha dichiarato ammissibili e pubblicato, ai fini del market test, gli impegni presentati da e-distribuzione S.p.A..

e-distribuzione S.p.A. è in attesa dunque della chiusura del market test e della successiva decisione dell'ARERA circa l'eventuale approvazione definitiva degli impegni.

Avvio di procedimento sanzionatorio in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile

Con determina DSAI/60/2018/eel del 2 ottobre u.s., la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione di alcune disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile. In particolare, a valle di alcune verifiche ispettive svoltesi ad ottobre 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni ha contestato che: (i) non sarebbero stati rispettati i requisiti di indipendenza di un membro del "responsabile della conformità"; (ii) non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza di gestione con riferimento all'esternalizzazione dei servizi di staff verso Enel Italia; anche con riferimento ai contratti di finanziamento con Enel Finance International non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza in quanto non sarebbero stati rinegoziati i tassi di interesse e in quanto le risorse relative ai finanziamenti risulterebbero superiori agli investimenti realizzati dal 2013 in poi; (iii) in generale, per i contratti di servizio ivi compresi quelli di finanziamento, non sarebbe stato rispettato il principio del prezzo di libera concorrenza (iv) non sarebbe stata prodotta la documentazione completa che evidenzia le modalità di calcolo dei prezzi unitari..

e-distribuzione ha trasmesso la propria memoria difensiva lo scorso 22 gennaio.

Avvio di procedimento sanzionatorio in materia di continuità del servizio di distribuzione

Con determina DSAI/62/2018/eel del 25 ottobre u.s., la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. in materia di continuità del servizio di distribuzione. In particolare, a seguito della verifica ispettiva svoltasi nel settembre 2017 presso la sede di Palermo, la Direzione Sanzioni e Impegni ha rilevato che, in caso di chiamate di pronto intervento da parte di clienti che non si trovino fisicamente in prossimità del contatore, e-distribuzione invita il cliente a richiamare quando si troverà fisicamente presso il contatore e, in caso di guasto di responsabilità del distributore, registra l'istante di inizio dell'interruzione con decorrenza da tale seconda chiamata. Secondo l'ARERA tale condotta viola l'art. 8, comma 3 del TIQE e il punto 6.4 delle Istruzioni Tecniche secondo cui l'istante di inizio delle interruzioni è da riferire alla prima segnalazione di guasto tramite chiamata telefonica.

Il 23 novembre scorso, ED ha presentato un set di impegni volto a chiudere il procedimento sanzionatorio senza accertamento dell'infrazione e senza irrogazione di sanzione e che prevedono:

1. Implementazione di due ulteriori modalità di segnalazione dei guasti tramite chatbot (EDDIE e Messenger);
 2. Standardizzazione e mappatura, secondo cluster definiti, delle tipologie di guasto comunicate dai clienti al Servizio Segnalazione Guasti (SSG) e predisposizione di un report annuale sulle principali anomalie registrate in relazione ai contatori;
 3. Interrogazione da remoto del contatore da parte dell'operatore del SSG, in occasione della prima chiamata da parte del cliente che non si trova fisicamente presso il punto di fornitura, al fine di verificare lo stato di alimentazione del contatore).
 4. Formazione del personale addetto all'SSG sulle attività previste dagli impegni in questione.
- e-distribuzione è in attesa della valutazione dell'ARERA sull'ammissibilità degli impegni.

Canoni non ricognitori

Nel corso degli ultimi anni, in talune realtà territoriali, sono state avanzate alcune richieste di pagamento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. di canoni previsti dall'art. 27 del Codice della Strada (cd. "canoni non ricognitori") da parte di Comuni per l'occupazione del suolo pubblico con gli impianti elettrici.

Durante l'anno 2013, si è verificato, in modo prevalente in Lombardia, un aumento di tali richieste, a fronte delle quali e-distribuzione S.p.A. ha impugnato i regolamenti istitutivi di tali canoni (determinati in funzione dell'estensione degli impianti) e le relative richieste di pagamento, chiedendone l'annullamento in quanto ritenute illegittime e infondate.

Al riguardo, si evidenzia che, sulla base della legislazione vigente in materia di occupazioni di suolo pubblico, e-distribuzione S.p.A. corrisponde già la Tassa di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (TOSAP) ovvero il Canone di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (COSAP), i cui importi sono determinati, per i servizi pubblici c.d. "a rete", in via forfettaria in base al numero degli abitanti.

Nel 2015 sono iniziate a pervenire le prime sentenze di merito, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A. (Tar Lombardia, Tar Abruzzo, Tar Calabria).

Nel 2016 sono state rese altre decisioni favorevoli per e-distribuzione S.p.A. (Tar Piemonte, Tar Sicilia, Tar Abruzzo).

A giugno 2016 sono intervenute le prime sentenze di merito (n. 2518/2016 e n. 2922/2016) del Consiglio di Stato, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A., che, oltre ad affermare che (i) il canone non è dovuto nel caso in cui l'utilizzo del suolo e/o del sottosuolo non limiti - come nel caso degli impianti elettrici - la fruizione pubblica della strada, hanno stabilito che (ii) COSAP e TOSAP rappresentano la misura massima complessiva dell'onere dovuto dal privato per l'occupazione di spazi o aree pubbliche. Dalla misura di tale canone o tassa va infatti detratto l'importo di altri canoni previsti da disposizioni di legge, riscossi dal comune e dalla provincia per la medesima occupazione, fatti salvi quelli connessi a prestazioni di servizi.

I provvedimenti intervenuti a seguito delle suddette sentenze del Consiglio di Stato e fino al 31 dicembre 2017, hanno sostanzialmente confermato i due principi sopra riportati, favorevoli alla posizione di e-distribuzione. Le decisioni emesse da diversi Tar nel corso del 2018 hanno confermato l'orientamento giurisprudenziale sopraindicato procedendo all'annullamento dei regolamenti oggetto di impugnativa.

54. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti ed amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da e-distribuzione S.p.A. a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto:

- (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani e
- (ii) delle erogazioni concesse dalla Società a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a euro 10.000 effettuate da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di transazioni economiche.

Il criterio di rilevazione utilizzato è quello c.d. di cassa.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del Decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

In aggiunta al predetto regime di pubblicità, per le erogazioni ricevute, si ritiene di indicare le seguenti ulteriori fattispecie:

Migliaia di euro

Ente erogante	Incentivi incassati nel 2018	Descrizione del contributo incassato
MIUR	101	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto Internet of Energy, finanziato nell'ambito del bando Artemis - Joint Undertaking.
Regione Emilia Romagna	1.255	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento D.L. 74/2012- Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in Emilia Romagna

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Migliaia di euro

Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2018	Descrizione del contributo erogato
Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	115	Donazione di n. 10 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel Cuore Onlus	40	Quota associativa 2018
Enel Cuore Onlus	630	20% Contributo liberale 2017
Enel Cuore Onlus	2.520	80% a saldo Contributo liberale 2017
Enel Cuore Onlus	650	20% Contributo liberale 2018
Fondazione Centro Studi Enel	630	1° Acconto Contributo liberale 2017
Fondazione Centro Studi Enel	1.070	2° Acconto Contributo liberale 2017
Fondazione Centro Studi Enel	1.700	Saldo Contributo liberale 2017
Fondazione Centro Studi Enel	1.590	50% Contributo liberale 2018

55. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

56. Compensi alla Società di Revisione

Si riporta di seguito un prospetto con l'evidenza dei compensi contrattualizzati, di competenza dell'esercizio, riconosciuti alla Società di revisione EY S.p.A..

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (Migliaia di euro)
e-distribuzione SpA		
Revisione contabile	- EY SpA	332
Altri servizi:		
- Certificazione costi sostenuti progetto Telemando	- EY SpA	4
- Migrazione sistemi IT	- EY SpA	66
- Unbundling	- EY SpA	37
TOTALE		439

57. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2017 di Enel S.p.A., redatto secondo i principi contabili internazionali, che esercita attività di direzione e coordinamento su e-distribuzione S.p.A..

Conto Economico

Milioni di euro	2017
Ricavi	133
Costi	375
Proventi da partecipazioni	3.033
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(681)
Imposte	(160)
UTILE DELL'ESERCIZIO	2.270

Stato Patrimoniale

Milioni di euro	al 31.12.2017
ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	41
Partecipazioni	42.811
Attività finanziarie non correnti	1.472
Altre attività non correnti	447
Totale	44.771
Attività correnti	
Crediti commerciali	237
Attività finanziarie correnti	4.461
Altre attività correnti	718
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.489
Totale	7.905
TOTALE ATTIVITA'	52.676
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	27.236
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	10.780
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	484
Passività finanziarie non correnti	2.270
Altre passività non correnti	12
Totale	13.546
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.051
Debiti commerciali	137
Passività finanziarie correnti	641
Altre passività correnti	2.065
Totale	11.894
TOTALE PASSIVITA'	25.440
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	52.676

Corporate governance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica” e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa a carico della società per alcuni specifici reati (es. concussione, corruzione nei confronti di un pubblico ufficiale per un atto d’ufficio o contrario ai doveri d’ufficio, reati societari, ecc.) commessi, sia in Italia che all’estero, da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, amministrazione, direzione, gestione o controllo della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 19 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato il recepimento del “Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001” approvato e varato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. il 23 luglio 2002 (e successivamente integrato, aggiornato e modificato), in attuazione di quanto previsto dall’art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001 e nominato il Compliance Officer, organismo di vigilanza sul funzionamento e l’osservanza del modello, dotato di autonomi poteri, di iniziativa e di controllo.

Con decorrenza 8 febbraio 2012 ed in attuazione del Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001, il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha costituito, in sostituzione del Compliance Officer monocratico, l’Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione S.p.A. che, al pari del precedente Compliance Officer monocratico, ha la funzione di vigilare sul funzionamento e sull’osservanza del Modello e per tale scopo è dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo. In data 21 dicembre 2018 è stato nominato il nuovo Organismo di Vigilanza 231.

Scopo del Modello è la costruzione di un sistema strutturato e organico di procedure nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo ex ante), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l’individuazione delle “Aree di attività a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello in questione è costituito da una “Parte Generale” e da singole “Parti Speciali” predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il Modello stesso intende prevenire.

Il Modello prevede l’individuazione e la proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 a cui si accompagna un’azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Il Modello viene sistematicamente aggiornato per recepire le eventuali innovazioni legislative nel frattempo intervenute in materia di responsabilità amministrativa delle società, per adeguarlo in funzione dell’esperienza concreta maturata riguardo alla sua applicazione, nonché in relazione all’evoluzione aziendale.

Nel corso del 2018 l’Organismo di Vigilanza (“OdV”) ha monitorato e vigilato sull’effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al decreto legislativo n. 231/2001, evidenziando l’adeguatezza del disegno del sistema di controllo interno, posto a presidio dei rischi reato esemplificati nelle singole Parti Speciali del Modello 231, e la corretta attuazione di prassi, procedure e policy aziendali.

Nel corso del 2018 la Società ha approvato:

- l’aggiornamento della **Parte Generale del Modello** al fine di tenere in considerazione le previsioni introdotte dalla Legge n. 179/2017 recante “*Disposizioni per la tutela degli autori di segnalazione di reati o irregolarità di cui siano venuti a conoscenza nell’ambito di un rapporto di lavoro pubblico o privato*” (cd. Legge sul “Whistleblowing”);

- l'aggiornamento della **Parte Speciale A** (relativa a Reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione e reato di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità Giudiziaria) nell'ambito della costante personalizzazione del Modello ex D.Lgs. 231/2001, al fine di rendere quest'ultimo maggiormente aderente all'operatività della Società.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dalla Società, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholder quanto dalla buona reputazione della Società stessa (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato l'adozione del Codice Etico, approvato dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. in data 16 aprile 2002. Gli aggiornamenti del Codice Etico (marzo 2004, settembre 2009, febbraio 2010 e dicembre 2013) da parte di Enel S.p.A. sono vincolanti per e-distribuzione S.p.A. poiché il Codice è espressivo degli impegni e delle responsabilità etiche assunti da tutti i collaboratori delle Società del Gruppo Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

In data 5 settembre 2006 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato l'adozione del "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC", approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. nel mese di giugno 2006), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine, delle aspettative dei propri azionisti, di tutti gli altri stakeholder del Gruppo e del lavoro dei propri dipendenti.

Il Piano non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della "corruzione" (non solo nei confronti della Pubblica Amministrazione) ed è immediatamente applicabile in Italia e all'estero.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una politica sui diritti umani che, nel recepire le "Linee Guida su Business e Diritti Umani" dettate dall'ONU, rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dal Codice Etico, dal Modello 231 e dal Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" sulle tematiche legate ai diritti umani.

Responsabile della Conformità

In data 23 dicembre 2015 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato la costituzione dell'organo collegiale "Responsabile di Conformità" composto dal responsabile Audit Global Infrastructure and Networks, dal responsabile Legal and Corporate Affairs di e-distribuzione e dal responsabile Legal and Corporate Affairs Italia. Al "Responsabile della Conformità" è stato conferito ogni più ampio potere con riguardo allo svolgimento dei compiti allo stesso attribuiti dalla normativa unbundling.

Certificazione Anti-bribery

La società, in aggiunta ai presidi di controllo già presenti in materia di corruzione, ha deciso di implementare un sistema di gestione della prevenzione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001:2016. Il 12 ottobre 2018 la Società ha ottenuto la certificazione in materia anti-bribery.

Relazioni

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'azionista unico della
e-distribuzione S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. (la Società) costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che tuttavia non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della e-distribuzione S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2018, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c.2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 2 aprile 2019

EY S.p.A.


Alessandro Fischetti
(Socio)

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 della e-distribuzione S.p.A., società appartenente al Gruppo Enel e operante sotto la direzione e coordinamento di Enel S.p.A.. Relazione redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del codice civile.

Al Socio Unico.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle "Norme di comportamento del Collegio Sindacale – Principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate" emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

▪ *Conoscenza della Società e valutazione dei rischi*

Dato atto della conoscenza che il Collegio Sindacale ha in merito alla tipologia dell'attività svolta e alla struttura organizzativa e contabile, tenendo conto delle dimensioni e delle problematiche della Società, si conferma che la pianificazione dell'attività di vigilanza è stata attuata mediante il positivo riscontro di quanto già conosciuto ed in base alle informazioni acquisite nel tempo.

È quindi possibile confermare che:

- l'attività tipica svolta dalla Società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto dall'oggetto sociale;*
- l'assetto organizzativo è rimasto sostanzialmente invariato;*
- la Società ha operato nel 2018 in termini confrontabili con gli esercizi precedenti e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei*



risultati con quelli dei precedenti esercizi.

La presente relazione riassume quindi l'attività concernente l'informativa prevista dall'articolo 2429, comma 2, c.c. e più precisamente:

- sui risultati dell'esercizio sociale;*
- sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla legge;*
- sulle osservazioni e sulle proposte in ordine al bilancio;*
- sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei Soci di cui all'articolo 2408 c.c.,*

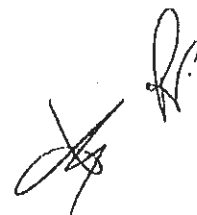
Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio, nel corso del quale sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'articolo 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali.

▪ ***Attività svolte***

Durante le verifiche periodiche, il Collegio Sindacale ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla Società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale della Società e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze postulate dall'andamento della gestione. I rapporti con le persone operanti nella citata struttura – Amministratori e Responsabili di Funzione – si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati.

Le informazioni richieste dall'articolo 2381, comma 5, c.c., sono state fornite



dall'Amministratore Delegato con periodicità in occasione delle riunioni programmate del Consiglio di Amministrazione.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai Soci e dal Consiglio di Amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società;*
- le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei Soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione ed in genere nei sistemi di Gestione per la Prevenzione della Corruzione, nella Politica sui Diritti Umani, nel Regolamento Generale sulla Protezione dei Dati UE n. 2016/679 e nel Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001), né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione. Risulta operante presso la Società l'organo collegiale denominato "Responsabile di Conformità" al quale sono conferiti i più ampi poteri in*

merito allo svolgimento dei compiti ad esso attribuiti dalla normativa "unbundling". Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della EY S.p.A., soggetto incaricato della revisione legale dei conti, e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione. Con riguardo alla società di revisione, è stata verificata la sussistenza delle condizioni previste dall'articolo 8 dell'Accordo Quadro stipulato con Enel S.p.A. (in materia di revisione dei corrispettivi) e dalla vigente procedura aziendale in relazione alla integrazione dei compensi dovuti alla EY S.p.A. per eventi non preventivati collegati alle attività di revisione legale del bilancio di esercizio e ad altre attività di verifica addizionali. Si sono svolti incontri con il Preposto alla Funzione di Controllo Interno e con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione, anche in considerazione dei procedimenti in essere;

- nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;*
- non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;*
- nel corso dell'esercizio non è stato richiesto al Collegio Sindacale il rilascio di pareri previsti dalla legge.*

▪ ***Osservazioni e proposte in ordine al bilancio ed alla sua approvazione***

La Società, optando per l'esenzione da consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata.

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 di e-distribuzione S.p.A. è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione, è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento - definiti quali "IFRS:EU" - ed è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento. Il bilancio è corredato dalla Relazione sulla Gestione predisposta secondo quanto previsto dall'articolo 2428 del codice civile.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

La revisione legale è affidata alla EY S.p.A. che ha predisposto la propria relazione ex art. 14 D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, relazione che non evidenzia rilievi - anche con riferimento alla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio e alla conformità della stessa alle norme di legge - per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

È stato esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale vengono fornite ancora le seguenti ulteriori informazioni:

- i criteri di valutazione delle poste dell'attivo e del passivo sono stati controllati e non sono risultati sostanzialmente diversi da quelli adottati negli esercizi precedenti;*
- è stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, alla sua generale conformità alla legge ed ai principi contabili di riferimento in*

relazione alla sua formazione e struttura; a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;

- *è stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla Gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;*
- *è stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del Collegio Sindacale ed a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;*
- *è stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nelle Note di Commento, nelle quali sono stati evidenziati, tra l'altro, i rapporti con le parti correlate, gli impegni contrattuali e le garanzie, la gestione dei rischi ("risk management"), le attività e passività potenziali, l'informativa sulle erogazioni pubbliche ai sensi della L. 124/2017, i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, nonché i dati dell'ultimo bilancio approvato dalla società capogruppo (Enel S.p.A.) che esercita l'attività di direzione e coordinamento.*

▪ **Conclusioni**

Considerando le risultanze dell'attività svolta dalla EY S.p.A. - soggetto incaricato della revisione legale dei conti - contenute nella relazione di revisione del bilancio, sulla base di quanto sopra esposto e per quanto è stato portato a conoscenza del Collegio Sindacale ed è stato riscontrato dai controlli periodici svolti, si ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 così



come è stato redatto e Vi è stato proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il Collegio Sindacale propone all'Assemblea di approvare il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 1.507.436.878,73.

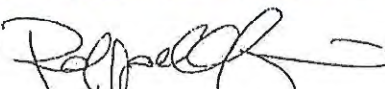
Roma, 2 aprile 2019

Il Collegio Sindacale

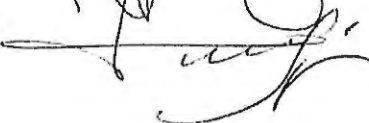
Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)



Dott.ssa Raffaella Pagani (Sindaco Effettivo)



Prof. Pier Paolo Singer (Sindaco Effettivo)



e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Ombrone 2, 00198

Registro delle Imprese di Roma

C.F. e P.I. 05779711000

R.E.A. 922436

Capitale Sociale 2.600.000.000 Euro i.v.

Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.